

« *Face au vent* » : si nous faisons le bilan économique de l'éolien industriel ?

(F. Poizat, novembre 2006)

Résumé : L'objet de cette note, de caractère didactique, est la description de la mise en place d'un mécanisme de soutien au développement de l'énergie éolienne, de février 2000 pour ce qui est des principes, au mois de juillet 2006 qui vit le gouvernement arrêter un colossal programme d'investissement appuyé sur une « *obligation d'achat* » de l'électricité d'origine éolienne par EDF, c'est-à-dire par l'abonné : **environ 10 000 éoliennes, de plus de 100 mètres de hauteur, d'ici à 2016.**

Loin des polémiques sur les effets néfastes ou non d'un tel projet (bruit, esthétique, ...), on y décortique les lois et arrêtés successifs qui, malgré ou grâce à l'alternance politique de 2002, ont fait une part de plus en plus belle aux promoteurs d'énergies renouvelables (EnR) :

- loi de modernisation du service public de l'électricité (février 2000) instituant *obligation d'achat* (OA) par EDF et appels d'offres (AO) pour lesdites énergies renouvelables (dont l'éolien) ;
- « *arrêté Cochet* » du 8 juin 2001, fixant des tarifs de ladite OA à même d'assurer le premier boom éolien (entre 1 500 et 2 000 MW à fin 2006) ;
- divers ajustements facilitant la conduite des projets ;
- loi programme fixant les orientations de la politique énergétique, de juillet 2005, quasi exclusivement vouée à la promotion des EnR et supprimant toute limitation de taille des « *fermes* » éoliennes bénéficiaires de l'OA ;
- succès mitigé des deux seuls appels d'offres pour de l'éolien *offshore* et terrestre (2004-2005) ;
- arrêté PPI du 7 juillet 2006 prévoyant la mise en service de 17 000 MW supplémentaires ;
- « *arrêté Jacq-Jacq* » du 10 juillet 2006, satisfaisant toutes les revendications du *lobby* éolien au travers d'une hausse, environ 25% à terme, résultant de la nouvelle structure tarifaire de l'OA.

Les trois dernières décisions ayant été prises en dépit des avis négatifs de la Commission, officiellement indépendante, de Régulation de l'Energie, et dans l'ignorance totale des consommateurs domestiques qui en assumeront les traites (**3 milliards d'euros par an, dès 2011, et 4,5 dès 2016**).

C'est pourquoi, s'il est un peu tard pour contester l'orientation prise, il demeure urgent de s'inquiéter de ses conséquences, ne serait-ce que sur les factures des usagers du service public de l'électricité. Parallèlement, il est encore temps de s'interroger sur les rôles joués par les protagonistes de cette *furia francese* : le gouvernement, mais aussi l'ADEME, EDF, le gestionnaire du réseau de transport (RTE), la CRE sus-dite, etc.

« *EDF nous d[eva]it plus que la lumière* » ...

Si seulement nous pouvions avoir un peu de transparence !

L'éolien industriel ¹ a le vent en poupe bien que, dans la France de ce début de siècle, cette technique de production d'électricité :

- ne réduise pratiquement pas nos émissions de gaz à effet de serre (puisque 95% de notre électricité provient des centrales hydrauliques et nucléaires) ;
- ne dispense pas de construire d'autres moyens de production (centrales thermiques brûlant des combustibles fossiles ou centrales nucléaires) car, chez nous, le vent ne souffle qu'un jour sur quatre, en moyenne ;
- ne crée des emplois permanents que de façon marginale, bien en deçà de « *la création de près de 20 000 emplois directs d'ici 2010* » revendiquée dans la « *Lettre du SER n° 8* » de mars 2005 [82] ² ;
- et suscite l'ire de nombreux riverains des projets éoliens, peu sensibles à leurs appellations bucoliques « *parcs éoliens* » ou, mieux, « *fermes éoliennes* » [148d].

Passons sur les griefs les plus communément formulés contre ces aérogénérateurs (dénomination officielle, sans doute pour distinguer ces engins des antiques moulins à vent, ou des triviales « éoliennes » à vocation agricole), qui ont tous trait aux effets de l'insertion dans l'environnement humain de ces drôles de machines : atteinte à l'esthétique, bruit, interférences électromagnétiques (perturbant télévisions et radars) et massacres d'oiseaux .

Bizarrement, dans le tintamarre médiatique autour du bruit des éoliennes [171], une question est totalement passée sous ... silence, à savoir le coût de cette énergie pour la collectivité, de même que le prix auquel EDF est tenue d'acheter l'énergie produite par une installation dûment autorisée. En effet, qu'il s'agisse des sondages dont le Syndicat des Energies Renouvelables (SER) et l'ADEME se servent régulièrement pour démontrer à quel point les énergies renouvelables sont de mieux en mieux acceptées (voir **annexe 12**), ou des innombrables articles de presse dénonçant le « *retard français* » (de [128b] à [287] en passant par [156], [190], etc.), jamais une seule question ne semble avoir été posée, par l'enquêteur ou journaliste de service, sur les incidences financières de cette « *vertueuse* » forme d'énergie, puisque « verte »..

L'exposé de la question tarifaire de l'éolien est difficile, la structure retenue étant (à souhait ?) compliquée puisque chaque parc éolien est susceptible de bénéficier d'un tarif d'achat spécifique, différent de celui du voisin. Il est cependant plus que temps de nous intéresser à ce gâteau consistant, d'autant que nos élus viennent d'y ajouter une jolie cerise. L'intérêt majeur d'une telle démarche est qu'elle ne peut donner lieu à contestation puisque l'obligation d'achat fait l'objet de lois, d'arrêtés et de communiqués (voir principales références en **annexe 14** ³).

Nous nous en tiendrons à l'ordre chronologique qui vit :

- la gauche au pouvoir mettre en place le cadre légal de l'obligation d'achat (chapitre 1.),
- puis la droite se glisser dans ledit cadre pour, dans un premier temps, l'infléchir et tester le processus d'appel d'offres (chapitre 2.) avant de ...
- surenchérir dans son soutien à l'énergie éolienne via l'arrêté ministériel du 10 juillet 2006 sur les tarifs de l'obligation d'achat (chapitre 3.) venant en appui de la PPI 2015, promulguée le 7 juillet (chapitre 3.),

avant quelques considérations plus politiques (chapitre 4).

¹ Nous ne parlerons pas des éoliens individuel, ou insulaire, lesquels mériteraient une analyse différenciée.

² Pour l'exploitation, on escompte de 10 à 20 emplois pour 90 MW (cf. [164] et [188]). La construction ne donnera du travail qu'à la marge, les machines étant importées d'Allemagne, d'Espagne, du Danemark ou des Etats-Unis (la France ne compte qu'un constructeur, Vergnet, spécialisé dans les petits modèles adaptés aux tempêtes cycloniques).

³ Les chiffres [entre crochets] renvoient à des références plus ponctuelles dont la liste est jointe en **Annexe 14**. Les références qui n'y sont pas mentionnées ont servi à un précédent rapport, accessible sur le site de l'AEPN (<http://www.ecolo.org/documents/documents> in french/Eolien-rapport-IED-06-06.doc).

1. L'OBLIGATION D'ACHAT

1.1. Premier acte : la loi n° 2000-108 du 10 février 2000 (consolidée par la loi n° 2005-781 du 13 juillet 2005)

Cette « loi de modernisation du service public de l'électricité », dont l'objectif principal était la transposition de la directive européenne sur la dérégulation du marché de l'électricité, est celle qui fonde l'obligation d'achat de l'électricité par EDF et les DNN⁴, que ceci résulte d'appels d'offres ou de l'application de l'article 10.

1.1.1. L'article 8 prévoit que « *le ministre chargé de l'énergie peut recourir à la procédure d'appel d'offres* », ce qui couvre le secteur des énergies renouvelables, dont l'éolien. « *Lorsqu'ils ne sont pas retenus [suite à leurs offres], Electricité de France et [les DNN] sont tenus de conclure dans les conditions fixées par l'appel d'offres, un contrat d'achat de l'électricité avec le candidat retenu, en tenant compte du résultat de l'appel d'offres* »⁵

On verra que cette clause d'AO, conçue à l'origine pour les installations de capacité supérieure à 12 MW, a très peu servi, seulement pour 109 MW *offshore* et 278 MW en éoliennes terrestres non encore en fonctionnement. Et que cette possibilité, qui ne bénéficie pas des faveurs du lobby éolien, est même menacée de déshérence.

1.1.2. L'article 10 traite exclusivement des contrats d'obligation d'achat, commençant par ces mots : « *Sous réserve de la nécessité de préserver le bon fonctionnement des réseaux, Electricité de France et [les DNN] sont tenus de conclure, si les producteurs intéressés en font la demande, un contrat pour l'achat de l'électricité produite sur le territoire national par :* [...]

3° Les installations de production d'électricité utilisant l'énergie mécanique du vent qui sont implantées dans le périmètre d'une zone de développement éolien, définie selon les modalités de l'article 10-1. »

La quasi-totalité des éoliennes en service sur le territoire français⁶ relève de cette Obligation d'Achat (que nous désignerons dorénavant par « OA ») définie par l'article 10 dont le 6^{ème} alinéa prévoit qu'un « *décret précise [...] les conditions d'achat de l'électricité ainsi produite* ».

1.2. L'« arrêté Cochet » du 8 juin 2001

1.2.1. Texte majeur, signé Laurent Fabius et Christian Pierret : il fixe lesdites « *conditions d'achat de l'électricité ainsi produite* », autrement dit le tarif auquel EDF doit acheter l'énergie éolienne à tout producteur dont l'installation est autorisée par arrêté ministériel, pour une durée de 15 ans.

1.2.2. De fait, ce texte dispose que tout nouveau contrat passé entre un producteur et EDF fait l'objet d'un tarif d'achat initial, appelé TV1, valable pendant les 5 premières années. Pendant cette période dite « de référence », les durées annuelles de fonctionnement équivalent à la pleine puissance sont mesurées, la plus basse et la plus haute étant éliminées et la moyenne des 3 autres

⁴ Dans tous les textes législatifs traitant du service public de l'électricité, on trouve la formule « *les distributeurs non nationalisés* », autres qu'EDF donc, que certains désignent par le trigramme « DNN ». L'article 8 de la loi 2000-108 n'échappe pas à la règle quand il stipule que « *EDF et, dans le cadre de leur objet légal dès lors que les installations de production sont raccordées à leur réseau de distribution, les distributeurs non nationalisés mentionnés à l'article 23 de la loi n°46-628 du 8 avril 1946 précitée sont tenus de conclure ...* » etc.

⁵ On notera que l'alinéa suivant permet à EDF de se comporter comme un producteur indépendant : « *Lorsque Electricité de France et [les DNN] sont retenus, les surcoûts éventuels des installations qu'ils exploitent font l'objet d'une compensation dans les conditions prévues au I de l'article 5 de la présente loi* ». Et quand EDF (ou un DNN) utilise l'autre possibilité que l'appel d'offres, la clause est la même (7^{ème} alinéa de l'article 10).

⁶ Fin 2001, le parc éolien français totalisait environ 90 MW. Mi-2006, on n'est pas loin de 1000 MW. Les 900 MW construits entre-temps sont donc tous régis par le « régime spécial » institué par cette loi 2000-108 et l'arrêté qui suivit.

définissant la « durée annuelle de fonctionnement de référence » (en heures/an). Le facteur de charge f_c est le rapport(en %) de cette durée de référence aux 8760 heures de l'année.

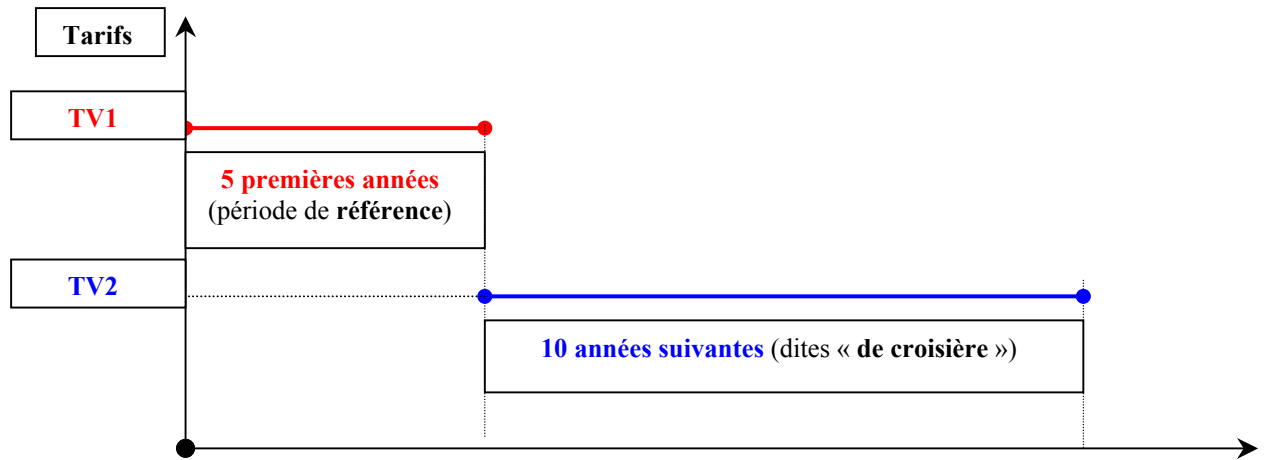


Figure 1 : Structure des tarifs au long des 15 années d'un contrat d'OA

Le tarif TV2 qui vaudra pour les 10 années suivantes dépendra du facteur de charge f_c . Le diagramme ci-après illustre l'interpolation linéaire :

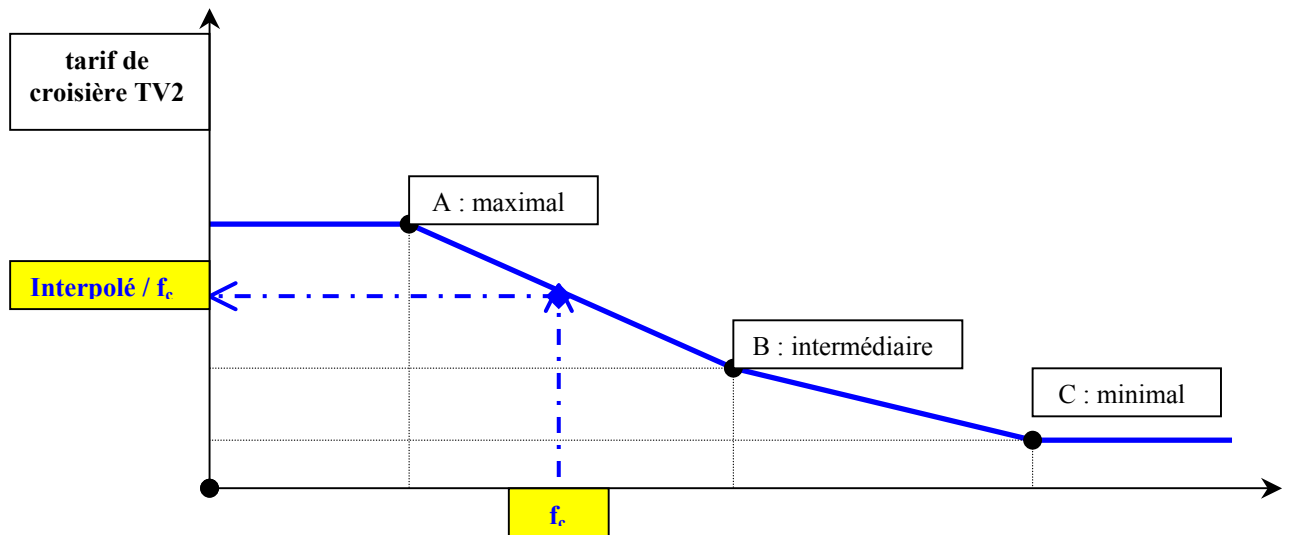


Figure 2 : Définition du second tarif d'achat en fonction du facteur de charge du site

Cette disposition était censée compenser les hétérogénéités aérologiques de l'hexagone.

L'annexe de l'arrêté explicite les tarifs retenus (en **c€/kWh hors TVA** ⁷) valables pour 2001, selon les deux tableaux suivants, essentiellement différenciés par les coordonnées des césures A, B et C :

⁷ Comme on utilise couramment les deux unités, retenir que 10 €/MWh = 1 c€/kWh.

- en métropole continentale (**tableau Σ < 1500 MW**) :

Durée annuelle de fonctionnement de référence	Tarif des 5 premières années : TV1	Tarifs des 10 années suivantes : TV2
A : 2000 heures et moins	8,38	8,38
Entre 2000 et 2600 heures	8,38	Interpolation linéaire
B : 2600 heures	8,38	5,95
Entre 2600 et 3600 heures	8,38	Interpolation linéaire
C : 3600 heures et plus	8,38	3,05

Tableau 1 : Structure des tarifs au long des 15 années d'un contrat d'OA en métropole

- en Corse, dans les DOM et la collectivité territoriale de Saint-Pierre-et-Miquelon :

Durée annuelle de fonctionnement de référence	Tarif des 5 premières années : TV1	Tarifs des 10 années suivantes : TV2
A : 2050 heures et moins	9,15	9,15
Entre 2050 et 2400 heures	9,15	Interpolation linéaire
B : 2400 heures	9,15	7,47
Entre 2400 et 3300 heures	9,15	Interpolation linéaire
C : 3300 heures et plus	9,15	4,57

Tableau 2 : Structure des tarifs d'un contrat d'OA dans les îles

1.2.3. Ces tarifs, fixés pour l'année 2001, font l'objet d'une indexation tenant compte de la date de contractualisation : « *les tarifs applicables sont ceux [ci-dessus] indexés au 1^{er} janvier de l'année de la demande par application du coefficient $(0,967)^n$. K, où K est défini ci-après et n est le nombre d'années après 2002 (n=1 pour 2003)* ». Cette disposition inclut donc à la fois :

- une dégressivité de 3,3%/an, pour prendre en considération l'amélioration de la productivité censée se traduire dans les coûts (d'investissement initial surtout),
- et la prise en compte de l'inflation, objet du coefficient « K » d'actualisation

selon une formule dont le détail est expliqué en **annexe 6**.

Nous avons réalisé des calculs d'actualisation, détaillés dans la feuille Excel de l'**annexe 2** grâce auxquels on constate que les deux tarifs initiaux de 2001 (8,38 et 9,15 c€/kWh) ont atteint respectivement 8,51 et 9,29 c€/kWh en 2002 (la dégressivité de 3,3% ne jouant pas encore) pour décroître, tout doucement, à **8,21** et **8,97 c€/kWh** en 2006.

1.2.4. Ce n'est pas fini : le tarif de départ d'un contrat pour un parc donné étant ainsi déterminé, il sera révisé chaque année pour suivre la hausse des prix. Cette révision est opérée par un coefficient « L ».

Ainsi, le tarif courant d'achat de l'énergie active délivrée par une ferme éolienne est-il le suivant :

$tV1 = TV1 \cdot (0,967)^n \cdot K \cdot L$ pendant les 5 premières années : voir exemples en **annexe 3** ;

$tV2 = TV2 \cdot (0,967)^n \cdot K \cdot L$ pendant les 10 années suivantes.

L'effet de toutes ces indexations n'est pas négligeable comme le montre une simulation qui suppose une évolution des indices de prix dans les années à venir dans le strict prolongement des cinq années précédentes (qui vit le prix initial passer de 8,38 à 8,20 c€/kWh en 2006⁸) :

⁸ Prolongement qui induit les hypothèses : $K = 1,02275$ et $L = 0,4 + 0,6 * K = 1,01365$, et la dégressivité à - 3,3%/an.

- une éolienne mise en service en 2006, au tarif initial de 8,20 c€/kWh bénéficiera en fin de vie commerciale d'un tarif de 9,914 c€/kWh (si son f_c est inférieur à 1900 h/an)
- une éolienne mise en service en 2015 sur le même site bénéficiera encore d'un tarif initial de 6,68 c€/kWh et, d'un tarif final (en 2029), de 8,077 c€/kWh.

Le tarif d'achat de l'énergie éolienne d'un parc donné lui est donc spécifique, tant du fait de la date de sa demande d'achat que de ses caractéristiques de vent qui déterminent le second tarif TV2. Et ces tarifs sont, sinon secrets, du moins très difficilement accessibles.

1.2.5. Ce n'est pas tout, du moins pour la métropole continentale : « Si, à la date de signature du contrat, la puissance cumulée de l'ensemble des installations concernées par le présent arrêté, faisant l'objet de contrats signés, est supérieure à 1500 MW », la grille de tarifs applicable est la suivante :

Durée annuelle de fonctionnement de référence	Tarif des 5 premières années : TV1	Tarifs des 10 années suivantes : TV2
A : 1900 heures et moins	8,38	8,38
Entre 1900 et 2400 heures	8,38	Interpolation linéaire
B : 2400 heures	8,38	5,95
Entre 2400 et 3300 heures	8,38	Interpolation linéaire
C : 3300 heures et plus	8,38	3,05

Tableau 3 : Structure des tarifs d'un contrat d'OA en métropole après le 1500^{ème} MW

Attention ! Les différences avec le tableau précédent ($\Sigma < 1500$ MW) ne tiennent pas aux tarifs TV2 affichés mais aux durées-césures A, B et C : chacune a été abaissée, respectivement de 100, 200 et 300 heures, ce qui devrait diminuer la rémunération des sites les plus ventés. L'écart au détriment du producteur pendant les 10 dernières années peut atteindre 12% (le SER parle de 10%, considérant sans doute que la durée moyenne de fonctionnement pour la métropole avoisine 2300 h/an).

1.2.6. L'annexe 1 de l'arrêté du 8 juin 2001 prévoyait « *toutefois* » des abattements de tarif de 25% à valoir pour les deux périodes quinquennales suivantes, manifestement prévus pour dissuader les astucieux qui auraient été tentés de freiner leur moulin pendant les 5 premières années (et donc de minorer leur durée annuelle de fonctionnement de référence) pour bénéficier d'un tarif TV2 plus avantageux pour les 10 années suivantes.

1.3. Amortissement exceptionnel pour investisseurs d'exception !

Depuis le 30 décembre 2000, les promoteurs de projets à base d'énergies renouvelables (c'est-à-dire essentiellement de fermes éoliennes) bénéficient d'une disposition fiscale (datant de fin 1990, à l'époque pour soutenir les économies d'énergie) extrêmement avantageuse. Le législateur n'a pas omis, un an plus tard (Loi de Finances n° 2001-1275 du 28 décembre 2001), de reconduire pour les 6 années suivantes l'article 39AB du Code Général des Impôts ainsi rédigé : « *Les matériels destinés à économiser l'énergie et les équipements de production d'énergies renouvelables qui figurent sur une liste établie par arrêté conjoint du ministre du budget et du ministre de l'industrie, acquis ou fabriqués avant le 1er janvier 2007 peuvent faire l'objet d'un amortissement exceptionnel sur douze mois à compter de leur mise en service.* »

On trouvera en **annexe 4** une illustration chiffrée de l'avantage ainsi consenti pour l'installation d'une éolienne de 1 MW. Pour les 15 années d'une ferme classique de 12 MW, c'est une petite « fleur » fiscale de 0,6 M€ (pour une production d'environ 400 MWh), de l'ordre de 5 % de l'investissement initial [211].

1.4. CRE contre SER !

On a donc un tarif de l'éolien durablement supérieur à **8 c€/kWh** (ou 80 €/MWh). Ce tarif doit être comparé au coût du combustible évité car l'éolien ne dispense pas de construire des moyens alternatifs pour tenir compte de l'intermittence de l'éolien (notamment en situation anti-cyclonique comme en été 2003, hiver 2005 ou juillet 2006). En France, il ne peut l'être qu'au nucléaire puisque c'est l'énergie de base quasi-exclusive, qui sort aux alentours de **1 c€/kWh**. Un tel écart ne pouvait que susciter des réactions dont la plus percutante, car autorisée et pertinente, vint de la Commission de Régulation de l'Electricité (CRE, devenue, depuis, Commission de Régulation de l'Energie, le gaz étant inclus dans son champ d'action).

1.4.1. Avis de la CRE

La CRE, créée le 24 mars 2000 à la suite de la même loi n° 2000-108, « *surveille [...] les transactions effectuées sur les marchés organisés de l'électricité ainsi que les échanges aux frontières* » (article 3). A ce titre, le ministre chargé de l'énergie doit « *recueilli[r] l'avis motivé de la CRE [...] et] lorsqu'il prend sa décision, le ministre procède à la publication de l'avis de la commission* » (article 8), tant pour ce qui est des AO que des contrats d'OA. Cette commission étant indépendante⁹, son avis est évidemment essentiel.

En l'occurrence, on ne peut pas dire que la CRE ait manqué d'indépendance : son communiqué de presse, diffusé le 22 juin 2001 c'est-à-dire le même jour que la publication au JO de l'arrêté dont elle avait été saisie, commence par ces mots : « *La CRE considère que le tarif proposé entraîne des rentes indues aux producteurs éoliens qui se traduiront par une augmentation significative des prix de l'électricité en France, et représente un moyen exagérément coûteux pour la collectivité d'atteindre l'objectif de développement de la filière que s'est fixé le gouvernement* ».

Plutôt que de paraphraser, il suffit de lire en **annexe 7** le court communiqué et de retenir quelques conclusions de l'avis proprement dit, motivé en 14 pages :

« 5-1 Que les kWh éoliens se substituent à des kWh nucléaires ou à des kWh issus de centrales à cycle combiné au gaz, le tarif d'achat proposé est très supérieur à la somme des coûts et externalités environnementales évités [...]

5-2 Le tarif proposé se situe également très au-dessus de toutes les estimations raisonnables des coûts de revient de la filière éolienne. Le développement de la spéculation liée aux réservations de site depuis l'annonce de ce tarif¹⁰ est d'ailleurs le révélateur de rentabilités tout à fait excessives : plus de 20% par an après impôts, garantis sur 15 ans, même pour des sites moyennement ventés.

A ce niveau de rentabilité, toute subvention publique supplémentaire est à proscrire [...].

⁹ Selon l'article 28 de ladite loi 2000-108, la CRE « *comprend sept membres nommés pour une durée de six ans [qui] ne sont pas révocables. [...] Deux membres, dont le président, sont nommés par décret, deux membres sont nommés par le président de l'Assemblée nationale, deux membres sont nommés par le président du Sénat et un membre est nommé par le président du Conseil économique et social. [...] Leur mandat n'est pas renouvelable [...] La fonction de membre de la Commission de régulation de l'énergie est incompatible avec toute activité professionnelle, tout mandat électif [...], tout emploi public et toute détention, directe ou indirecte, d'intérêts dans une entreprise du secteur de l'énergie.* » [...] De plus, « *le président et les membres de la commission reçoivent respectivement un traitement égal à celui afférent à la première et à la deuxième des deux catégories supérieures des emplois de l'Etat classés hors échelle. Lorsqu'il est occupé par un fonctionnaire, l'emploi permanent de membre de la Commission de régulation de l'énergie est un emploi conduisant à pension au titre du code des pensions civiles et militaires de retraite* ».

Enfin (article 35), si « *le président de la CRE rend compte des activités de la commission devant les commissions permanentes du Parlement compétentes en matière d'énergie, à leur demande* » (article 32), « *les membres de la CRE exercent leurs fonctions en toute impartialité, sans recevoir d'instruction du Gouvernement, ni d'aucune institution, personne, entreprise ou organisme* ». La première présidence, 2000-2006, fut assurée par Jean Syrota.

¹⁰ Ainsi, les intentions ministérielles auraient été ébruitées vers l'industrie éolienne ?

5-3 Dans ces conditions, la CRE recommande au gouvernement de mettre en œuvre le plus rapidement possible la procédure d'appel d'offres prévue par la loi du 10 février 2000 pour révéler le juste prix à payer et éviter les difficultés liées à un prix administré. Dans l'intervalle, il conviendrait, à tout le moins, de diminuer le tarif offert dans les 5 premières années de 15 €/MWh, et de plafonner la rémunération octroyée à partir de la 6^{ème} année à 60 €/MWh pour les sites à moins de 2400 heures de production annuelle [...].

En outre, la tranche bonifiée de 1500 MW devrait être supprimée et l'accès au tarif d'achat proposé devrait être borné dans le temps.

5-4 Pour une quantité installée de 5000 MW en 2010, le coût total cumulé à la charge des consommateurs d'électricité serait dans le meilleur des cas de l'ordre de 7 Md€ [...]. Si 12000 MW sont installés, comme annoncé par certains professionnels de la filière éolienne, ce surcoût approchera 17 Md€ [...] et atteindrait 26 Md€ [...] si l'on considérait que l'éolien se substitue à du nucléaire. La hausse correspondante sur le prix de l'électricité consommée en France pourrait représenter plus de 3 €/MWh (soit 2 cF par kWh) en 2010, soit environ 15% du prix de l'électricité pour les plus gros consommateurs industriels, et 3% pour les particuliers.

On ne peut que s'inquiéter de ces hausses non maîtrisées du prix de l'électricité, qui pourraient plus que compenser les effets bénéfiques de la concurrence [...].

5-6 S'agissant de la Corse et des DOM où, du fait de la petite taille et de l'isolement des systèmes électriques, une bonne partie de la production d'électricité est assurée par des centrales au charbon et au fuel de faible puissance, relativement coûteuses et polluantes, le développement de la production éolienne pourrait représenter une économie dès aujourd'hui en réduisant le coût de la péréquation tarifaire dans ces zones.

La CRE juge regrettable que le niveau exagérément élevé du tarif, qui s'ajoute aux dispositifs fiscaux favorables existants, annule, et au-delà, les gains que la collectivité devrait retirer du développement de l'énergie éolienne dans ces zones. [...] ».

NB : le cas des DOM (Mayotte incluse, depuis juillet 2006), non interconnectés et dépourvus de grosses unités de production mais bénéficiant de la péréquation tarifaire, ne relève vraiment pas de la même problématique que le territoire métropolitain. Nous nous abstenons d'aborder cet aspect insulaire, de crainte de compliquer excessivement notre propos.

1.4.2. Le SER veut « donner un nouveau souffle à l'éolien terrestre »

Sous ce titre, parut en juin 2004 une plaquette réalisée par « The Boston Consulting Group ». André Antolini et Antoine Saglio, respectifs Président et Délégué Général du Syndicat des Energies Renouvelables (SER) ¹¹ ouvrent cette plaquette par un avant-propos explicite : « Dans le contexte de la discussion de la loi d'orientation sur l'énergie, plusieurs grands acteurs de l'éolien en France ont souhaité confier à un cabinet de renommée internationale la réalisation d'une étude sur les perspectives de développement de la filière éolienne en France ainsi qu'une analyse des coûts. [...] Dans ces conditions, il paraissait utile d'examiner en détail les différents moyens à la disposition des pouvoirs publics pour favoriser ce développement, leur coût éventuel pour la collectivité et les avantages attendus d'une telle politique [...] ».

Il s'agit donc d'une action de lobbying revendiquée sans ambages, qu'illustrent les extraits suivants (dont nous nous sommes permis de souligner les passages les plus révélateurs) :

« La stratégie énergétique française qui se dessine au fil des débats législatifs montre un certain nombre de contradictions : l'électricité éolienne est une ressource précieuse pour la France, et pourtant les objectifs de développement annoncés ne seront pas atteints sauf amélioration des

¹¹ La jaquette de cette luxueuse plaquette de 36 pages comporte les logos suivants : SER, ADEME, SIIF Energies (filiale EDF), Shell WindEnergy, Ventura, Vestas, Eole-RES, Gamesa, Ostwind, AéroWatt, GECO, REpower, Vergnet.

conditions administratives d'autorisation des projets (permis de construire ...) et du régime de soutien à la filière.

[...]

Une ressource précieuse pour la France

[...] La France a pris à Bruxelles un engagement en ce qui concerne la proportion d'électricité d'origine renouvelable consommée en 2010 : 21%. [...] Nous tablons donc sur 25 TWh d'éolien pour atteindre cet objectif [qui] représentent 10 000 MW installés au 1^{er} janvier 2010, soit environ 4 000 machines sur terre et 500 en mer.¹²

Le surcoût de cette énergie se réduit au fil du temps du fait de la réduction des coûts des projets (effets d'échelle et d'expérience) et de l'augmentation en cours des tarifs de l'électricité.

[...]

Pourquoi sommes-nous en train de rater la cible ?

Tout d'abord, si l'on projette la capacité éolienne terrestre actuelle, et que l'on fait l'hypothèse, toutes choses égales par ailleurs, d'une croissance exponentielle sur les rythmes allemands et espagnols en partant des projets opérationnels à ce jour, on n'atteint pas 10 000, mais 6 000 MW. Il faudrait donc un soutien particulièrement fort, coordonné, à ce secteur, pour atteindre l'objectif indiqué.

[...]

La deuxième incertitude tient à l'économie des projets. Les engagements d'achat de l'électricité produite permettent une rentabilité moyenne convenable pour les développeurs. Celle-ci n'est pas exceptionnellement élevée, contrairement à ce qui a pu être affirmé ici ou là sur la base de calculs théoriques et d'effets de levier très élevés (qui d'ailleurs limitent la portée de la notion de retour sur fonds propres). [...] La situation satisfaisante aujourd'hui se compliquera singulièrement avec la baisse programmée des tarifs d'achat à raison de 3,3% par an, qui se cumule avec une réduction de 10% lorsque le seuil des 1 500 MW d'éolien est atteint en France. Nous pensons que les coûts de l'éolien vont baisser du fait d'effets d'expérience, et de la baisse probable du coût des équipements lié au développement de cette industrie ; toutefois, le rythme de cette baisse ne devrait pas excéder les 2,5% par an, de sorte qu'au-delà des 1 500 MW, qui pourraient être atteints en 2006 ou 2007, la majorité des projets ne seront pas finançables.

[...]

Nous ne sommes pas certains de l'intérêt pour la collectivité du seuil de 12 MW, au-delà duquel l'obligation d'achat n'est plus valable. Un effet pervers de ce seuil consiste d'ailleurs à tronçonner les projets, et à générer des coûts additionnels. Dans les pays européens qui soutiennent l'éolien terrestre, il n'est pas rare de voir des projets de plus de 70 MW.

Le PLOE semble enfin souhaiter que l'Etat favorise les mécanismes d'appels d'offres, ce qui supprime une des rares certitudes sur lesquelles un développeur peut s'appuyer : les prix unitaires auxquels il pourra céder sa production.

[...]

Comment donner un nouveau souffle à l'éolien ?

Nous avons élaboré, autour de 3 axes principaux, 9 propositions pour « rectifier le tir » et permettre la valorisation du potentiel français :

- Améliorer les procédures administratives [...]
- Sécuriser l'investissement éolien
 - pérenniser le système de prix d'achat garanti en adaptant les tarifs pour assurer une rentabilité suffisante au financement des projets
 - encourager le développement de parcs de capacité supérieure à 12 MW

¹² Notons que, pour le SER, ces chiffres impliquent un facteur de charge moyen de 2 500 h/an. Peut-être par le recours à des machines terrestres de 2 MW/u (à 2300 h/an) et des turbines *offshore* de 4 MW/u (à 3300 h/an).

- réduire les coûts de raccordement ¹³

- Mobiliser la collectivité [...] ».

La Figure 18 de ladite plaquette détaille ces **9 PROPOSITIONS POUR LE DEVELOPPEMENT DE L'EOLIEN**, dont la colonne centrale est la suivante :

Sécuriser l'investissement éolien	
④	Prix garantis avec des engagements d'achat long terme
	. Abandon du seuil tarifaire du 1 500 ^e MW . Révision de la dégressivité annuelle de 3,3% (fonction des capacités installées)
⑤	Incitations à développer des parcs de capacité > 12 MW dans le cadre de l'obligation d'achat
⑥	Réduction des coûts de raccordement
	. Possibilité de traitement concurrentiel des travaux . Avis indépendant sur les travaux demandés

Les pages 30, 31 et 32 de la même plaquette développent largement la première de ces trois propositions (**5.2.1. Des prix garantis assurant la rentabilité des projets présents et futurs**), dont nous ne tirons qu'un extrait du paragraphe ***Pérennisation d'un système à prix garanti*** :

« *L'exemple français est également intéressant pour comparer l'efficacité du système de prix garanti et du système d'appel d'offres. En effet, avant d'adopter, en 2001, un régime tarifaire reposant sur un système à prix garanti, la France a expérimenté un système d'appel d'offres avec le programme EOLE 2005. De façon très nette, le système à prix garanti a permis d'accélérer le rythme de développement qui stagnait dans le cadre du système d'appel d'offres EOLE 2005. Ainsi la capacité moyenne annuelle installée a bondi d'environ 15 MW/an de 1996 à 2000 à environ 90 MW/an de 2001 à 2004. [...]* »

Le paragraphe suivant est suffisamment bref pour être intégralement reproduit :

5.2.2. Favoriser le développement de sites de capacité supérieure

La réglementation réserve l'obligation d'achat aux sites de puissance inférieure à 12 MW. Ceci a pour effet de pénaliser les développements de sites importants, qui pourraient bénéficier d'économies d'échelle significatives tout en limitant l'impact paysager de l'éolien. Nous préconisons de lever cette limitation de puissance qui existe d'ailleurs dans très peu de pays européens, ou à des niveaux très supérieurs. »

¹³ RTE avait chiffré, en novembre 2001, « le coût total de raccordement [des 13000 MW alors objet d'une demande] à 3,3 G€, correspondant à un coût additionnel de 25% ... », selon J-Marc Agator (CEA) [9b]. Ceci fut confirmé par Ph. François en février 2005 [66c] mais RTE se montre désormais extrêmement circonspect.

2. PREMIERS AMENAGEMENTS DE L' « OA » ET PREMIERS « AO »

2.1. Quelques retouches à la procédure d'OA

Trois arrêtés sont venus modifier le texte originel de l'arrêté Cochet sur l'obligation d'achat (OA), dont on peut convenir qu'il s'agit de retouches techniques, si ce n'est mineures.

2.1.1. *« Le dernier alinéa de l'article 4 et le dernier alinéa de l'article 5 de l'arrêté du 8 juin 2001 »* ont été abrogés par l'arrêté du 23 mars 2003, signé Francis Mer et Nicole Fontaine et publié au J.O n° 93 du 19 avril suivant. Ces clauses autorisaient la conclusion d'un second contrat tarifé à 4,42 c€/kWh (annexe 2 de l'arrêté), ce qui, sans doute, manquait de réalisme quant à la durée de vie d'une éolienne (bien amortie, au-delà des 15 ans du premier contrat, à tous points de vue !).

2.1.2. L'arrêté du 23 décembre 2004, signé Hervé Gaymard et Patrick Devedjian et publié le 29 décembre 2004, corrige, entre autres, un détail de l'*« arrêté du 8 juin 2001 susvisé [qui] est modifié ainsi qu'il suit :*

I. - Au deuxième alinéa de l'article 4, les mots : « dans un délai de 2 ans » sont remplacés par les mots : « dans un délai de 3 ans ».

La retouche est interprétable :

- soit comme une nouvelle faveur (3,3 %) aux producteurs, augmentant d'un an la durée de réalisation et leur permettant de « retenir » plus tôt un tarif, donc plus avantageux,
- soit comme la prise en compte de réelles difficultés d'aboutissement rapide d'un projet.

2.1.3. Enfin, comme on l'a déjà vu au § 1.2.3. (via l'**annexe 6**), l'arrêté du 23 août 2005, signé Thierry Breton et François Loos, a modifié les règles d'indexation des tarifs d'achat, du fait de la cessation de parution de l'indice PsdA (indice des *produits et services divers A*) par l'INSEE, remplacé par un indice composite « IA ». On conviendra que ce genre de gymnastique ne facilite pas la lisibilité de la règle par le simple citoyen.

Plus grave, cette modification ne donne en rien satisfaction à la CRE qui, dans son avis du 5 juin 2001 (alinéa VI 3-5.3), jugeait que *« les modalités d'indexation (coefficients K et L censés refléter l'évolution des coûts des projets) sont très favorables aux producteurs et, de plus, mal définies [...] »*.

2.2. Quand le législateur modifie la comptabilité des « coûts évités »

L'article 118 de la loi n° 2004-1485 a plus de portée symbolique et d'incidence politique, lequel stipule :

« I. - Le 1° du a du I de l'article 5 de la loi n° 2000-108 du 10 février 2000 précitée est ainsi modifié :

a) Dans la première phrase, les mots : « d'investissement et d'exploitation » sont supprimés ;

b) Après cette première phrase, il est inséré une phrase ainsi rédigée : « Les coûts évités sont calculés par référence aux prix de marché de l'électricité. »

[...]

IV. - Sous réserve des décisions de justice passées en force de chose jugée, le montant des charges imputables aux missions de service public de l'électricité pour les années 2004 et 2005 est fixé à 1 735 200 000 EUR et le montant de la contribution applicable à chaque kilowattheure pour les deux mêmes années est fixé à 0,0045 EUR ».

2.2.1. Le SER écrivait, en page 17 de sa plaquette de juin 2004 : *« Notons que certains observateurs ont largement surestimé ce surcoût [de l'éolien] en comparant le coût complet de l'éolien au coût marginal des sources alternatives ou en ne prenant pas en compte les coûts externes. [...] »*

Pour évaluer le surcoût de l'électricité éolienne, nous nous référons au décret n° 2001-410 du 10 mai 2001. Ce décret précise que « les tarifs d'achat de l'électricité fournie sont égaux aux coûts de production, incluant investissement et exploitation, évités sur le long terme au système électrique, auxquels peut s'ajouter une rémunération supplémentaire correspondant à la contribution des installations à la réalisation des objectifs de la politique énergétique ».

L'éolien, mode de production de semi-base¹⁴, doit donc être comparé aux modes de production de type semi-base qu'il est appelé à remplacer « sur le long terme », tels que les centrales à cycle combiné gaz (CCG) ou les centrales thermiques fuel / charbon. En outre, les études prospectives montrent que le prix de marché européen tend vers le coût complet d'une centrale CCG, sans quoi les investissements nécessaires à la satisfaction de la demande ne seront pas réalisés. Nous retenons donc comme référence de coût évité le coût complet du MWh produit par une centrale CCG. »

2.2.2. Quant à elle, « la CRE estimait, dans son avis de 2001, que la production des centrales éoliennes n'est nullement garantie et ne peut se substituer à la construction de centrales électriques à production garantie. Dès lors, il convenait d'apprécier le surcoût de l'éolien, non pas en référence au coût complet de production des installations (nucléaire ou cycle combiné au gaz) à laquelle la production éolienne pourrait se substituer mais uniquement aux coûts variables (combustible et exploitation) évités, à l'exclusion, donc du coût d'investissement qui reste nécessaire pour garantir la sécurité d'approvisionnement du pays ».

2.2.3. Comme on le voit, la question était de savoir si l'on devait prendre en compte, ou non, le coût d'investissement des centrales alternatives : celui du nucléaire étant plus élevé que celui des centrales fossiles, il n'est pas surprenant que le syndicat éolien se soit focalisé sur ces dernières, au demeurant bien moins compétitives que les réacteurs nucléaires (surtout la trentaine de ceux ayant déjà tourné plus de 20 ans). Il en allait tout de même de 20 à 30 €/MWh, à prendre ou non en compte dans le mécanisme de Compensation des charges de Service Public de l'Electricité (la fameuse CSPE : Contribution au Service Public de l'Energie, qui nécessiterait un exposé complémentaire, notamment les alinéas II à IV de l'article 118 sus-dit).

Dans le débat opposant la CRE au SER, les parlementaires ont donné raison à ce dernier, et ont sauté sur la première « fenêtre-météo », celle d'une loi de finances rectificative votée à la sauvette, le 30 décembre 2004, pour chasser la poussière sous le tapis ou _ meilleure image _ pour enfonce l'iceberg par trop visible de la CSPE. Il n'empêche, cette entorse a consisté à casser le thermomètre qui ne délivrera jamais la température escomptée.

2.3. Appel d'offres offshore

« Lorsque les capacités de production ne répondent pas aux objectifs de la programmation pluriannuelle des investissements, notamment ceux concernant les techniques de production et la localisation géographique des installations, le ministre chargé de l'énergie peut recourir à la procédure d'appel d'offres », ce qu'a fait le gouvernement Raffarin, d'abord pour des centrales éoliennes en mer, conformément à l'article 8 de la loi du 10 février 2000.

Le moins qu'on puisse dire cependant est que les ministres successifs ont pris leur temps puisque finalement, onze offres, réparties sur tout le territoire, avaient été remises à la date limite du 13 août 2004. L'évaluation des offres avait été faite par la CRE le 13 janvier 2005 et François Loos a saisi celle-ci, le 25 juillet 2005 pour recueillir son avis sur le choix des deux offres qu'il envisageait de retenir, à savoir les projets :

¹⁴ Faux ! Si tel était le cas, il serait demandé aux installations éoliennes de se mettre en stand-by en période de faible demande, et de tourner « plein pot » sur accroissement de la consommation. Les producteurs se refusent évidemment à la première exigence et seraient bien en peine de satisfaire la seconde, quand le vent vient à manquer. L'éolien, non « dispatchable », est en fait géré comme une énergie fatale, qu'on prend (et vend) quand elle est disponible. Elle est donc assimilable, comme l'électricité au fil de l'eau, à une production de base.

- CECA SAS, projet « Centrale Enertrag de la Côte d'Albâtre » (Manche) et
- SAS du parc éolien de La Banche, projet « La Banche » (Atlantique)

dont la puissance électrique cumulée atteignait 161 MW.

2.3.1. L'avis de la CRE, suite à sa délibération du date du 28 juillet 2005, est sans appel : « *Les prix proposés atteignent des niveaux particulièrement élevés en comparaison des autres technologies de production d'électricité utilisant les énergies renouvelables. Compte tenu de l'absence de dégressivité, ils sont, pour les projets que le ministre envisage de retenir, environ deux fois plus élevés que le tarif moyen dont auraient bénéficié des installations éoliennes implantées à terre, assurant une production équivalente. Ils sont, en outre, 25 à 50 % plus élevés que le prix moyen issu de l'appel d'offres portant sur des centrales utilisant l'énergie issue de la biomasse et du biogaz, qui, au demeurant, délivrent une puissance garantie avec un taux de disponibilité jusqu'à trois fois supérieur.*

De plus, dans un contexte où la capacité du territoire national à accueillir des centrales éoliennes terrestres n'est - de loin - pas saturée, l'intérêt d'engager, à ce prix, le développement de la technologie maritime n'apparaît pas justifié.

Enfin, [...] il apparaît [...] peu probable que les perspectives de développement de cette technologie puissent se traduire par une baisse rapide des coûts de nature à justifier les charges de service public engagées pour cette première série. L'effet d'échelle apparaît d'autant plus compromis que la diversité des conditions d'implantation révélée par les projets proposés appellera vraisemblablement des développements technologiques adaptés à chaque cas.

Dans ces conditions, la Commission de régulation de l'énergie est d'avis de déclarer l'appel d'offres sans suite. »

2.3.2. Ce qui n'empêcha pas le ministère de l'Economie, des Finances et de l'Industrie de publier un communiqué, le 14 septembre 2005, pour « *annonce[r] le lancement du premier parc français d'éoliennes en mer* ».

Dans ce communiqué, assez vague, il est fait état d'une autorisation de production pour un parc de 21 éoliennes ancrées par 23 mètres de profondeur à 7 km au large de Veulettes-sur-Mer (Seine-Maritime), pour un total de 105 MW (donc 5 MW de puissance unitaire).

Le communiqué ne fait pas état de l'avis proprement dit de la CRE « *chargée de la procédure [qui] a reçu dix projets, tous situés à proximité des côtes, sur des hauts fonds* ». De fait, l'avis de J. Syrota n'a été publié au Journal Officiel que deux mois plus tard, le 17 novembre 2005.¹⁵

Le ministre se borne à indiquer que « *le choix a été effectué en fonction de critères de prix, d'insertion dans l'environnement, d'éventuels conflits d'usage et de capacités techniques et financières des promoteurs* ». S'agissant des prix, on sait seulement que « *les premiers MWh pourraient être produits en 2007. Ils seront rachetés à un tarif garanti de l'ordre de 100 €/MWh, à comparer à un prix de l'électricité sur le marché de gros de 45 €/MWh* ». Des coûts évités à 45 €/MWh : pourquoi se gêner, quand le précieux article 118 cité plus haut (2.2.) autorise à comparer le prix de l'éolien aux « *prix du marché* », par essence fluctuants (en particulier de la « *pointe* » aux « *heures creuses* » ?). Dès lors, pourquoi ne pas « *choisir* » sa référence, en l'occurrence plutôt le prix d'un CCG que celui d'un REP 900 MW fonctionnant depuis 20 ans, voire plus, dont l'investissement est pleinement amorti ?

Pas de précision supplémentaire mais on croit savoir que :

- la durée du contrat serait de 20 années¹⁸,
- la CRE espérait diminuer de moitié le poids des indices dans l'indexation « L »,

¹⁵ Le décret 2002-1434 du 4 décembre, modifié par la loi n° 2003-108, définit « *la procédure d'appel d'offres pour les installations de production d'électricité* ». Son article 13, al. I précise que « *le ministre chargé de l'énergie recueille l'avis motivé de la CRE sur le choix qu'il envisage, puis désigne [sans autre contrainte] le ou les candidats retenus* ». Dont acte donc mais l'article se poursuit par son alinéa III : « *Le ministre procède à la publication au JORF de l'avis de la commission mentionné au I du présent article en même temps qu'il publie les extraits mentionnés à l'article 13 du décret [2000-877] du 7 septembre 2000 susvisé* ». Plus de deux mois s'écoulèrent ... deux mois de gagné, laissant tout son temps au promoteur pour faire une demande de contrat d'achat, lequel, selon l'article 16 dudit décret serait « *conclu dans les six mois qui suivent ...* », ce qui peut mener à mi-2006. Entre temps, l'air aura coulé entre les mâts ...

- le productible annuel prévu est de 300 GWh (Enerpresse du 19/06/06) et ...
- les promoteur du projet et fournisseur des turbines sont, respectivement, les allemands Enertrag et Procton.

Il s'agit donc bien d'Enertrag et de son projet « CECA » de la Côte d'Albâtre. Tant pis pour « La Banche », du moins pour le moment.

Les hésitations du Ministre sont perceptibles dans sa citation terminale évoquant un nouvel appel d'offres ¹⁶: « *Je souhaite [...] que les prix qui seront offerts seront aussi plus bas, car les sondages montrent que si les Français sont prêts à payer un peu plus cher pour une électricité d'origine renouvelable, ils ne souhaitent tout de même pas la payer trop cher* ». F. Loos serait-il sensible à certains sondages, rarissimes, comme celui du Credoc (**annexe 12**) ?

2.4. Appel d'offres sur terre

2.4.1. Accord entre la CRE et le ministre de l'industrie, pour une fois

Parallèlement, ou presque, le ministre a saisi la CRE, le 14 octobre 2005, pour recueillir son avis sur le choix des offres qu'il envisageait de retenir au terme d'un AO lancé le 23 avril 2004, portant sur des centrales éoliennes terrestres, pour une puissance cumulée recherchée de 500 MW.

A la date limite du 30 janvier 2005, 14 offres, dont 2 incomplètes donc rejetées, avaient été remises. L'évaluation de la CRE a été adressée, le 28 avril 2005, au ministre qui a fait part de son choix de 7 projets, situés en Aude, Somme, Hérault, Seine Maritime, Côte d'Or, Aveyron et Eure-et-Loir (selon « *l'ordre alphabétique des candidats* »), pour une puissance cumulée de 278,35 MW (dont les 90 MW du « Parc du Pays Belmontais » proposé par Total/RWE).

Cette fois-ci, la CRE, réunie le 9 novembre 2005, « *donne un avis favorable sur le choix envisagé par le ministre chargé de l'énergie qui respecte le classement qu'elle avait établi* ». C'est suffisamment rare pour relever tout de même deux phrases dont les sous-entendus sont faciles à décrypter : « *Le ministre motive son choix par le fait que le septième projet retenu est le dernier, dans l'ordre du classement issu de l'évaluation de la commission, à proposer un prix inférieur au tarif moyen estimé dont il aurait pu bénéficier dans le cadre du dispositif d'obligation d'achat. Toutefois, dans la mesure où le classement [du ministre] n'est pas établi sur le seul critère du prix, deux projets, parmi les sept premiers que le ministre envisage de retenir [donc sur des critères quelque peu subjectifs], proposent un prix légèrement supérieur au tarif d'obligation d'achat* ».

Compte tenu de cette convergence, sur l'essentiel (la CRE ayant mis de l'eau dans son vin, passant sur deux dépassements d'un tarif jugé _ cf. 1.4.1. ci-avant _ excessif) :

- le communiqué du ministre, en date du 8 décembre 2005, donne sa bénédiction à « *ces projets [qui] contribueront au franchissement du cap de 2000 MW installés attendu pour début 2007* », avec une précision intéressante sur le « *prix de vente moyen de 75 €/MWh* ».
- et le JO n° 293 du 17 décembre suivant publiée, sans délai excessif, l'avis sus-dit de la CRE.

Une lacune cependant : rien n'est dit, dans ces deux textes, de la durée des contrats et de leur indexation. On supposera que la durée habituelle de 15 ans vaudra encore ¹⁷.

2.4.2. Un SER content du résultat, mécontent de la CRE

« *Les résultats de l'appel d'offres éolien terrestre montrent que l'avis de la CRE sur les "rentes indues" du tarif éolien sont (sic ¹⁸) infondées* », tel est le titre du communiqué du Syndicat, publié le 12 décembre, avant même la publication de l'avis de la CRE.

¹⁶ Dont on sait maintenant qu'il n'aura pas lieu, le ministre ayant finalement décidé d'abandonner la procédure d'AO.

¹⁷ Ce que laisse supposer la phrase de l'avis CRE : « *Les candidats retenus bénéficient jusqu'au 31 décembre 2021 de conditions de rachat spécifiques déterminées par le volume d'énergie produite et le prix proposé par le candidat* ». Pour l'*offshore*, la date limite était, de façon cohérente avec une durée de 20 ans, fixée « *au 31 décembre 2026* ».

¹⁸ On pourrait croire, à lire ce communiqué, que lesdites rentes indues sont aussi infondées ! Ce qui n'est pas faux.

Si leur maniement du français est approximatif, les professionnels de l'aérogénération ne manquent pas ... d'air. Leur argumentation tient en une ligne : « *Avec un prix moyen de 75 euros, ce résultat démontre que le tarif actuel d'obligation d'achat – 69 euros par MWh sur le site moyen français – n'est pas adapté si l'on veut atteindre cet objectif [...] de 21% de la consommation électrique nationale à partir d'énergies renouvelables* ».

Ce n'est peut-être pas faux, l'avenir le dira. Pour l'heure, on doit d'ores et déjà interroger le SER :

- d'une part sur la validité d'une comparaison entre deux systèmes de rémunération à savoir :
 - le système de l'OA, avec un prix garanti maximal pendant 5 ans (83,8 €/MWh en 2001), ajusté ensuite pendant les 10 dernières années ;
 - et celui d'un AO dont le taux est assuré pour 15 ans.

- d'autre part, sur la signification d'un « *site moyen français [à] 69 euros par MWh* ».

Au passage, on relèvera que, sur les 14 offres remises :

- 2 n'étaient pas recevables,
- 5 offraient un prix inférieur au tarif d'obligation d'achat,
- 2 offraient « *un prix légèrement supérieur au tarif d'obligation d'achat* ».

Par ailleurs, la coexistence des deux systèmes pose problème, et on ne voit pas quel altruisme pourrait motiver des industriels, jouant sur les deux tableaux (AO et OA), pour qu'ils fassent des propositions de prix inférieurs à ceux découlant tout naturellement de l'obligation d'achat (surtout à quelques mois de son proche aménagement, sûrement connu), au demeurant avantageuses. D'ailleurs, l'abandon de la procédure d'AO au profit exclusif du système de l'OA, « *une des rares certitudes sur lesquelles un développeur peut s'appuyer* », n'est-il pas plaidé par un lobby nommé SER (cf. § 1.4.2. ci-avant) ?

Mais ce communiqué est aussi l'occasion d'un message aux pouvoirs publics, invités à revoir les « *modalités de dégressivité – baisse de 3,3 % tous les ans, baisse de 10 % lorsque 1 500 MW auront été installés* », air connu (cf. § 1.4.2.) entre autres choses ...

2.4.3. Arrêt sur image, celle du « *site moyen français* »

Que faut-il entendre par une telle expression ? Sans doute le site dont les caractéristiques aérologiques seraient représentatives de la moyenne de celles des sites français ? Un calcul est donc nécessaire, sur la base des données dont nous disposons.

Rappelons d'abord que le financement de l'OA se voulait réaliste (car basé sur les « *performances réelles des parcs éoliens déjà reliés au réseau d'énergie* ») et volontariste (pour encourager l'équipement des sites moins ventés). Concomitamment à l'arrêté Cochet fut donc lancé un programme d'étude des dites performances, baptisé TOTEM (TOTalisation de l'Energie Eolienne Mesurée), dans le but de « *préparer l'accompagnement des procédures tarifaires qui sont susceptibles de s'inspirer du modèle allemand EEG (Erneuerbare-Energien-Gesetz) : tarif fixe, quel que soit le site, mesure de la production sur 5 ans, et réajustement du prix du kWh par rapport à ces mesures* ». ¹⁹ Le TBSP (tableau de bord de suivi de la production) que publiaient l'ADEME et la société TexSys, sur le site www.suivi-eolien.com, répertoriait donc les parcs éoliens français et, si leurs exploitants en étaient d'accord, collectaient mensuellement leurs performances (kWh fournis, essentiellement), de sorte que l'on puisse juger des durées annuelles de fonctionnement, nécessaires, on l'a vu, au « *réajustement du prix du kWh* »

¹⁹ Les citations de ce paragraphe sont extraites du « *Bulletin d'information Trimestriel sur le projet ToTem* » publié sur www.ademe.fr (mais dont la mise à jour n'a plus été assurée au-delà de mai ... 2001).

Dans l'**annexe 5**, nous avons donc retenu les parcs français significatifs (c'est-à-dire d'une capacité supérieure à 600 kW), suffisamment anciens pour disposer de statistiques fiables, ce qui suppose que leurs durées annuelles de fonctionnement f_c soient mentionnées pour chacune des cinq dernières années pleines, 2001 à 2005, sans exception. Il en résulte que :

- seuls 8 sites (6 en France continentale et 2 en Corse) disposent de données accessibles :

Parc éolien	Département	Puissance (en MW)	f_c de référence (en heures/an)	Tarif moyen ²⁰ (en €/MWh)
Plan du Pal (EDM)	Aude	1,8	3288	54,30
Sigean	Aude	6,6	2640	66,52
Donzère	Drôme	3,0	2297	75,78
Goulien	Finistère	6,0	2047	82,53
Plouarzel	Finistère	3,3	2029	83,02
Widehem 1 et 2	Pas-de-Calais	4,5	1688	83,80
Ersa	Haute-Corse	7,8	1963	91,50
Rogliano	Haute-Corse	4,2	1862	91,50

Tableau 4 : Performances des principaux sites éoliens ayant 5 années pleines de fonctionnement

- La dispersion est forte, allant presque du simple au double quand on va du nord au sud de l'hexagone ;
- Le f_c moyen pondéré par les puissances installées est, pour la France continentale, de 2254 h/an, fléchissant à **2149 h/an** si l'on inclut la Corse. Ces chiffres sont assez inférieurs à ceux parfois diffusés pour mieux accréditer le potentiel éolien français²¹.
- Et le tarif moyen (pondéré des TV1 et TV2²², sur les durées respectives et les énergies productibles²³) ressort, sur l'hexagone, à **74,1 €/MWh**,
- montant à **79,1 €/MWh** si l'on inclut la Corse (les 2 sites du Cap Corse, appartenant à SIIF/EDF Energies Nouvelles, émargeant au tarif maximal).

Autre constat : le tarif moyen de l'OA est, malgré l'« ajustement » au bout des 5 premières années « de référence », très voisin du « prix moyen de 75 euros » issu l'AO terrestre, et bien au-dessus des « 69 euros par MWh sur le site moyen français » invoqués par le SER (sans qu'on sache d'où ils viennent).

Cette comparaison ôte tout crédit au fielleux communiqué du SER du 12 décembre 2005. Et elle peut expliquer aussi pourquoi l'ADEME ne se précipite plus pour donner quelque information quantifiée que ce soit, susceptible de recoupements embarrassants (cf. **annexe 13**).

²⁰ Soit $(5 \cdot TV1 + 10 \cdot TV2)/15$, en €/2001/MWh, compte non tenu des révisions de prix qui incorporent largement les effets de l'inflation.

²¹ La plaquette du SER [45] admet implicitement un f_c de 2500 h/an (pour fournir 25 TWh en 2010) : voir notre note de bas de page n° 12. De son côté, B. Chabot (ADEME) [87] convenait que celui-ci se situait entre 2200 et 2300 h/an. Dans nos sources ([74], [173], [215b], [237], [242]), on trouve de tout ...

²² Interpolation conforme à l'**annexe 1**, selon l'arrêté tarifaire 2001 (bien que certains sites aient été mis en service en 1999 _ Donzère _ 2000 ou 2001).

²³ Pondération selon $\Sigma((5 \cdot TV1 + 10 \cdot TV2) \cdot P_n \cdot f_c) / \Sigma(15 \cdot P_n \cdot f_c)$. Dans cette formule, le numérateur est égal à la facture éolienne cumulée sur les 15 ans d'exploitation

3. LE VENT EN POUPE REGLEE

3.1. Acte I : la loi n° 2005-781 du 13 juillet 2005, dite « loi POPE »

Loi n° 2005-781 du 13 juillet 2005 <i>de programme fixant les orientations de la politique énergétique</i>	
Libellés de TITRES	art.
STRATÉGIE ÉNERGÉTIQUE NATIONALE	1-13
LA MAÎTRISE DE LA DEMANDE D'ÉNERGIE	14-28
LES ÉNERGIES RENOUVELABLES	29-50
L'ÉQUILIBRE ET LA QUALITÉ DES RÉSEAUX DE TRANSPORT ET DE DISTRIBUTION DE L'ÉLECTRICITÉ	51-66
DISPOSITIONS DIVERSES	67-110

3.1.1. La loi d'orientation sur l'énergie, comme on l'appelait du temps de son projet (PLOE), commence par décliner les grandes orientations stratégiques :

- à partir des objectifs (article 1) : indépendance nationale et sécurité d'approvisionnement, prix compétitif, santé humaine et environnement (dont l'effet de serre), cohésion sociale et territoriale ;
- selon quatre axes (article 2), détaillés ensuite : maîtrise de la demande d'énergie – MDE – (article 3), diversification des sources (article 4), recherche (article 5) et moyens de transport et de stockage de l'énergie (article 6) ;
- les articles 7 (sur les moyens de transport intérieurs) et 8 (sur la fiscalité) mettent l'accent sur la lutte contre l'effet de serre et « *la nécessité de rendre compétitives, afin de favoriser leur développement, les énergies renouvelables* » (EnR) ;
- l'article 9 est bref : « *L'Etat prévoit, dans la prochaine programmation pluriannuelle des investissements prévue à l'article 2 de la loi n° 2000-108 [...], la construction d'un réacteur nucléaire démonstrateur de conception la plus récente* » ;
- l'article 10 prévoit que l'OPESCT évalue la stratégie de recherche, notamment celle portant sur le développement des EnR ;
- les articles 11, 12 et 13 prévoient la mise en place de « plans » dédiés à trois thèmes :
 - « *L'énergie pour le développement* » des pays en voie de développement ;
 - « *Face-sud* » pour le bâtiment (en particulier les chauffe-eau solaires) ;
 - « *Terre-énergie* », centré sur la biomasse et les biocarburants.

Ainsi, ce texte de loi, comportant 110 articles, fait une place essentielle à la MDE et aux EnR, objets de deux Titres de 15 et 22 articles respectivement, alors que le nucléaire a droit à l'unique article sus-dit (et de brèves mentions aux articles 2, 4, 5 et ... 98²⁴).

Au plan politique, le paradoxe est flagrant : l'essentiel des désaccords sur cette loi vouée aux EnR eut pour objet l'... EPR, sous l'aiguillon d'un Yves Cochet fouettant un attelage parlementaire hétéroclite, clairsemé et amorphe. Constatons seulement que, sous couvert de débat sur l'éolien, la question centrale est bien « *Pour ou contre le nucléaire ?* »²⁵

²⁴ Ce dernier au sujet des attributions des tâches d'inspection du travail à des agents de la DRIRE.

²⁵ Un récent opuscule a le mérite de ne pas tourner autour du pot : le tout premier chapitre de « *Eoliennes. Quand le vent nous éclaire* » (Philippe Ollivier, Ed. Privat, mars 2006) est tout bonnement intitulé « *Vent contre atome* » [208b]. L'ADEME a des préoccupations similaires qui, sur son site www.suivi-eolien.com, affiche (ce serait plutôt « affichait ») pour toute production éolienne le « *nombre de foyers alimentés* », le « *CO₂ évité en tonnes* » et (ce serait

Le débat sur le PLOE avait duré près de deux ans (préparé notamment par le rapport d'information n° 1113, d'octobre 2003, du député Serge Poignant sur la politique de soutien au développement des énergies renouvelables).

Sur le plan médiatique, la scène fut occupée par le véritable psychodrame d'une mort annoncée de l'éolien, de mars à juin 2005: une partie de l'UMP avait proposé un amendement destiné à remplacer le plafond de 12 MW par un plancher, fixé à 20 MW, pour la puissance des installations éoliennes pouvant prétendre à l'OA. Réelle volonté ou diversion ? Toujours est-il que le Sénat décousit en mai²⁶ ce que l'Assemblée nationale avait tricoté en mars et que la Commission Mixte Parlementaire tissa, fin juin, un texte de loi supprimant toute limitation de puissance pour l'éolien industriel en France continentale (voir [148d] et [241]). Les tenants de l'éolien se gardèrent bien de pavoiser, mais leur victoire ne manqua pas d'être soulignée, comme en témoigne le sous-titre de l'article de Patrick Roger dans « *Le Monde* » du 24 juin 2005 : « *Le projet de loi sur l'éolien devrait être définitivement adopté. Les partisans de l'éolien ont eu gain de cause* » !

3.1.2. De cette loi émergent, pour ce qui concerne notre objet, deux points majeurs :

- d'une part, l'abandon du plafond de 12 MW et le renoncement à tout encadrement de l'OA signaient la déshérence fatale de la procédure d'AO ;
- d'autre part, l'article 36, mettait en place un subtil « *timing* » prévoyant une entrée en vigueur, le 31 mars 2006 seulement²⁷, d'un nouvel alinéa pour l'article 10 définissant l'OA :

« I - La première phrase du huitième alinéa de l'article 10 de la loi n° 2000-108 du 10 février 2000 précitée est remplacée par deux phrases ainsi rédigées :

« Les contrats conclus en application du présent article par Electricité de France et les distributeurs non nationalisés mentionnés à l'article 23 de la loi n° 46-628 du 8 avril 1946 précitée prévoient des conditions d'achat prenant en compte les coûts d'investissement et d'exploitation évités par ces acheteurs, auxquels peut s'ajouter une prime prenant en compte la contribution de la production livrée ou des filières à la réalisation des objectifs définis au deuxième alinéa de l'article 1er de la présente loi. Le niveau de cette prime ne peut conduire à ce que la rémunération des capitaux immobilisés dans les installations bénéficiant de ces conditions d'achat excède une rémunération normale des capitaux, compte tenu des risques inhérents à ces activités et de la garantie dont bénéficient ces installations d'écouler l'intégralité de leur production à un tarif déterminé. »

II. - Le présent article entre en vigueur le 31 mars 2006. »

3.2. Acte II : un Ministre sous l'effet du ... SER

Patrick Roger concluait son article [133] sur la victoire des « éolistes » par une interprétation littérale de ce nouvel article 10 : « *A la demande des députés, le niveau de la prime versée aux producteurs ne doit pas excéder « une rémunération normale des capitaux ». Ils estiment que, bénéficiant de la garantie d'écouler l'intégralité de leur production, les installateurs d'éoliennes ne devraient pas pouvoir conclure des contrats à des conditions de rentabilité – pouvant parfois atteindre 50 % – qui, disent-ils, s'apparente à de l'usure* ». On notera le courage du journaliste, qui n'endosse pas le terme « *usure* » mais a manifestement bien lu le texte proposé.

Nous aussi. Pour autant, pouvions-nous être optimistes quant à la prise en compte des recommandations de Mr Syrota (§ 1.4.1.) ?

plutôt « ou ») les « *déchets nucléaires évités en kg* ». Tout comme notre interlocuteur ADEME qui répondit vivement à notre contestation quant à l'impact de l'éolien sur le carbone : « *ça évitera toujours des déchets nucléaires* » [87].

²⁶ « L'Humanité » titra, le 11, « *Le Sénat offre l'éolien aux maires* ». Bien vu.

²⁷ L'alinéa valable jusqu'au 31 mars 2006 était le suivant : « *Les contrats conclus en application du présent article par Electricité de France et les distributeurs non nationalisés mentionnés à l'article 23 de la loi n° 46-628 du 8 avril 1946 précitée prévoient des conditions d'achat prenant en compte les coûts d'investissement et d'exploitation évités par ces acheteurs* ». Les lignes soulignées dans le nouvel alinéa sont donc déterminantes.

3.2.1. L'« arrêté Jacq-Jacq » du 10 juillet 2006

Cet arrêté, publié au JORF du 26 juillet 2006, constitue le « décret d'application » de l'article 36 sus-dit. On se réjouira d'abord de ce qu'il reprend exactement les termes de l'arrêté du 8 juin 2001 bien qu'il n'en soit jamais fait mention. Nous joignons en **annexe 8** le texte intégral de ce nouvel arrêté, en le complétant pour faire apparaître les modifications ou apports essentiels à l'arrêté précédent (consolidé au 23 août 2005²⁸). Ce mode de présentation nous permettra d'être, ici, plus expéditif dans l'identification des nouveautés apportées par ce texte, et de nous concentrer ensuite sur leur interprétation.

Rq. 1 : après soumission au Conseil Supérieur de l'Energie, souvent encore appelé CSEG²⁹, le 30 mai 2006, sont apparues quelques modifications qu'on supposera émaner de cette instance (encore que ? Le ministre dispose d'une marge d'appréciation) :

- ajouts en fin de première phrase de l'article 4 d'une part, d'un alinéa en fin d'article 6 d'autre part, semble-t-il pour éviter des réutilisations d'éléments de turbine usagés (il faut penser à tout, manifestement [289]) ;
- non-prise en compte d'une proposition de modification de la date d'indexation : le texte proposé au CSEG mentionnait (4 fois à l'art. 7) « à chaque date anniversaire de la mise en service industrielle [sic] de l'installation » mais on en est revenu à la formulation originelle-Cochet « au 1^{er} novembre de chaque année », laquelle permet quelques bénéfices complémentaires en jouant sur la date de MSI ... ;
- en annexe, on note une majoration de 10% du tarif fixé pour les sites terrestres des DOM, St Pierre et Miquelon et Mayotte, atteignant 11 c€/kWh (tarif valable sur les 15 années contractuelles) et ...
- une hausse de 300 h/an de chacune des césures d'interpolation valables pour les sites *offshore*, induisant un substantiel bénéfice pour les exploitants.

Comme on le voit, les infléchissements du Conseil allèrent tous dans un sens favorable aux producteurs.

Rq. 2 : les signataires de l'arrêté du 8 juin 2001, dit « Cochet » (du nom de son inspirateur, ministre de l'environnement de l'époque) étaient les titulaires des ministères jumelés, économie-finances et industrie. Celui du 10 juillet 2006 est officiellement signé des mêmes, à ceci près que c'est une seule et même personne, F. Jacq, le « directeur de la demande et des marchés énergétiques » (DIDEME), qui signe deux fois « pour le ministre et par délégation ». Ce qui ne manque pas de piquant car le chargé de l'exécution du présent arrêté est, selon l'article 10, le même directeur³⁰ ... Singulière façon de se confier, à soi-même, une responsabilité !

3.2.1.1. Les modifications majeures concernant les projets terrestres sont :

- art. 3 : une dégressivité de 2 % (au lieu de 3,3 %) chaque année, à partir de 2008 ;
- art. 5 : la possibilité, pour les contrats en cours de concrétisation, de basculer du régime « Cochet » au régime « Jacq-Jacq » ;
- art 7 : le remplacement de l'indice PsdA (parution supprimée en 2004), devenu IA, par le seul indice PPEI (ce qui correspond à un souhait de la CRE) ;³¹
- une nouvelle tarification :

²⁸ De façon à simplifier l'exposé. De brefs commentaires sur les évolutions intervenues figurent en italiques, parfois entre parenthèses, ainsi que la mention des paragraphes supprimés (pour ne pas alourdir).

²⁹ Comme Conseil Supérieur de l'Electricité et du Gaz. Actuellement présidé par J-Claude Lenoir (UMP) _ surnommé le « député EDF » _ en référence à ses origines professionnelles.

³⁰ L'article 7 de l'arrêté Cochet en confiait la responsabilité d'exécution à une « directrice du gaz, de l'électricité et du charbon ». Femme, elle n'eut pas l'honneur d'une délégation de ses deux ministres ? On peut aussi insinuer que Messieurs Breton et Loos n'éprouvent pas une excessive fierté d'auteurs.

³¹ La même simulation que celle que nous avons effectuée au paragraphe 1.2.4. (mais en maintenant fictivement l'abattement tarifaire au delà du 1500^{ème} MW installé) donne, du fait du seul changement de dégressivité, le résultat suivant : l'éolienne mise en service en 2015 bénéficiera d'un tarif initial de 7,688 c€/kWh et d'un tarif final (en 2029) de 9,294 c€/kWh, soit un gain de 15% sur toute la durée du contrat. En plus, elle pourra bénéficier de 500 h/an en plus.

- celle valable pour la métropole (Corse comprise) traduite, en un seul tableau, dont les principales caractéristiques sont :

- un tarif maximal de 8,2 c€/kWh, valable pour 2006 (au lieu de 8,38 en 2001 mais sans discontinuité, par le jeu de l'actualisation Cochet : voir **annexe 2**) et reconduit pour 2007 (avec révision de prix !)
- pour une « *durée annuelle de fonctionnement de référence* » durant les 10 premières années (au lieu de 5) ;
- une hausse de chacune des césures d'interpolation de 400, 200 et 0 h/an, accompagnée d'un ajustement des tarifs correspondants ³² (ce qui valorise mieux les sites dits moyennement ventés) ;
- et, en creux, la suppression du tableau B qui induisait une diminution tarifaire pour les contrats intervenant au-delà d'une « *puissance cumulée de l'ensemble des installations* » de 1 500 MW.

Par une simulation des tarifs et des gains que pourront escompter les promoteurs jusqu'en 2015, intégrant toutes ces variations, nous avons mist en exergue **une hausse considérable, de l'ordre de 35 %** dont rend compte la comparaison grossière ³³ ci-après :

Comparaison des factures (sur 15 ans) découlant des tarifs de ...

... l'arrêté "Cochet" de juin 2001, d'une part :

Durée de fonct (h/an)	Tarifs 2007 (en c€/kWh) pour les années ...		Factures d'exploitation sur 15 ans ³⁴ en M€ ₂₀₀₇ par MW installé en ...		
	1 à 5	6 à 15	2007	2015	moy. PPI
2000	8,088	7,619	2,333	2,090	2,209
2200	8,088	6,681	2,359	2,114	2,235
2400	8,088	5,743	2,349	2,104	2,224
2600	8,088	5,121	2,383	2,135	2,257
2800	8,088	4,499	2,392	2,143	2,265

... et l'arrêté "Jacq-Jacq" de juillet 2006, d'autre part :

Scénario du rapport PPI 2206	Durée de fonct. (h/an)	Tarifs 2007 (en c€/kWh) pour les années ...		Factures d'exploitation sur 15 ans en M€ ₂₀₀₇ par MW installé en ...			soit une prime de +
		1 à 10	11 à 15	2007	2015	moy. PPI	
	2000	8,364	8,364	2,509	2,501	2,505	13,4%
sc. bas	2200	8,364	8,364	2,760	2,751	2,756	23,3%
	2400	8,364	8,364	3,011	3,001	3,006	35,2%
sc. haut	2600	8,364	7,650	3,169	3,159	3,164	40,2%
	2800	8,364	6,936	3,313	3,302	3,308	46,0%

Tableaux 5 et 6 : Comparaison des rémunérations issues des arrêtés de 2001 et 2006

³² Les trois anciens tarifs (8,38 ; 5,95 et 3,05 c€/kWh) sont remplacés par une nouvelle tripléte : 8,2 (soit -2,1%), 6,8 (soit +14,3%) et 2,8 (soit -8,2%) c€/kWh, mais ils récupéreront l'inflation de 2007 (K) sans dégressivité.

³³ Cette comparaison suppose non seulement le recalage des évolutions tarifaires de l'arrêté de 2006 sur celui de 2001 (de fait, l'application de la dégressivité à - 3,3%/an et du coefficient K donne bien un tarif de référence de 8,20 c€/kWh, c'est-à-dire celui retenu par F. Loos) mais fait l'hypothèse d'école, pour les années couvertes par la PPI (jusqu'en 2015), d'un coefficient K constant, induisant une indexation de 2%/an (compensant donc la nouvelle dégressivité). Par ailleurs, les tarifs Cochet de référence sont ceux d'un parc ayant atteint le seuil de 1500 MW installés, puisque, de toute évidence, ce niveau d'équipement sera atteint fin 2006 ou début 2007.

³⁴ Facture = 1000 kW . f_c h/an . (5 . TV1_{Cochet} + 10 . TV2_{Cochet}). Jacq-Jacq idem, mais avec 10 et 5 ans respectivement.

- un tarif de 11 c€/kWh, valable pour les DOM, St Pierre et Miquelon et Mayotte, constant sur 15 ans (au lieu de 8,97 c€/kWh et d'une interpolation pour les 10 dernières années), soit une **hausse minimale de 23%**.

Rq. : faisons retour sur l'image du paragraphe 2.4.3., pour évaluer l'évolution immédiate des tarifs des parcs identifiés comme représentatifs en France métropolitaine. Pour ce faire, nous supposons qu'en 2007 et sur les mêmes sites, leur soient édifiés des clones. Leurs tarifs d'achat, moyennés sur les 15 ans d'exploitation, sont différenciés comme suit, selon qu'ils seraient rémunérés par :

- l'arrêté Cochet (au-delà du 1500^{ème} MW installé) ³⁵
- ou par l'arrêté Loos ³⁶ :

Parc éolien	f _c de référence) (en heures/an)	Tarif Cochet (en c€ ₂₀₀₇ /kWh)	Tarif Loos (en c€ ₂₀₀₇ /kWh)	Ecart Loos / Cochet
Plan du Pal	3288	4,683	7,058	+ 50,7 %
Sigean	2640	6,027	8,078	+ 34,0 %
Donzère	2297	6,847	8,364	+ 22,2 %
Goulien	2047	7,628	8,364	+ 9,6%
Plouarzel	2029	7,685	8,364	+ 8,8 %
Widehem	1688	8,088	8,364	+ 3,4%
Ersa	1963	8,953	8,364	- 6,6 % ³⁷
Rogliano	1862	8,953	8,364	

Tableau 7 : De quels tarifs bénéficieraient des clones des principaux parcs éoliens français ?

Le tableau ci-avant ne peut évidemment rendre compte de l'adoucissement de la dégressivité au-delà de 2007 mais il illustre bien l'impact tarifaire immédiat de la modification des césures, notamment, et met en exergue l'apport majeur de l'arrêté Jacq-Jacq : si l'arrêté de 2001 favorisait les sites peu ventés, celui de 2006 ne leur enlève rien mais rémunère encore mieux les parcs bénéficiant de vents puissants.

Au-delà du Languedoc-Roussillon, privilégié, ceci contribuera vraisemblablement à une course au gigantisme des aérogénérateurs et à leur implantation sur les hauteurs.

3.2.1.2. Pour les projets offshore, il n'y a pas matière formelle à comparaison puisque l'arrêté Cochet ne concernait, implicitement, que des sites terrestres. Le nouvel arrêté prévoit une rémunération des parcs en mer selon les mêmes dispositions que les projets sur terre, à trois variantes près :

- durée de 20 ans au lieu de 15 ans (art. 4) ;
- TV1 = 13 c€/kWh les 10 premières années ;
- tableau d'interpolation spécifique pour les 10 dernières années.

Il en résulte, en comparaison des tarifs annoncés par F. Loos pour le projet Enertrag de Veulettes-sur-Mer, **une majoration de 30%** dès lors que le taux de charge ne dépasserait pas 2 800 heures par an ³⁸. Une brève d'Enferpresse (19-06-2006) nous apprend que le « *total de 105 MW [...] sera capable de produire environ 300 GWh/an* », à raison, donc, de 2857 h/an. Pas trop mal visé puisque l'augmentation sera, sous réserve d'exactitude du productible prévisionnel, supérieure à 27% !

³⁵ Soit $(5 \cdot TV1_{\text{Cochet}} + 10 \cdot TV2_{\text{Cochet}})/15$, en c€₂₀₀₇/kWh.

³⁶ Soit $(10 \cdot TV1_{\text{Loos}} + 5 \cdot TV2_{\text{Loos}})/15$, en c€₂₀₀₇/kWh.

³⁷ Il est difficile d'apporter une explication à la singulière régression des tarifs corses, laquelle ne doit pas susciter trop de regrets au président du SER, A. Antolini, pour son investissement précoce en Haute-Corse.

³⁸ Un site à 3200 heures/an par an bénéficierait encore d'une surprime (par rapport à Veulettes) de 10% (et encore ceci ne tient-il pas compte de l'effet temporel et du taux d'actualisation (cf. **annexe 7**)).

Surtout, cet arrêté traduit la volonté implicite de développer l'éolien en mer non pas par AO mais par OA, conformément aux desiderata du SER.

3.2.1.3. A ce stade, nous nous contenterons d'affirmer que :

- ces dispositions, différenciées selon qu'on est sur terre (en ou hors métropole) ou sur mer, constituent des majorations tarifaires très importantes, **voisines de 30 %**, ce qui autorise à mettre en doute les attendus de l'article 36 de la loi du 13 juillet 2005 sur un possible recul des opportunités d'« usure » sur le dos des clients ;
- d'un seul coup d'un seul, **toutes les revendications du SER ont été satisfaites par cet arrêté**, au-delà, sans doute ³⁹, des espérances de ce syndicat (très) professionnel.

Cette mesure estivale n'a pas fait la une des quotidiens, la réserve étant, semble-t-il, la règle observée par tous les protagonistes de cette affaire :

- le SER la joue profil bas : cette fois, nul communiqué vengeur ou triomphant sur son site www.ser.fr ;
- EDF, membre majeur du SER ⁴⁰, continue à nous « *devoir la lumière* » ⁴¹ sur ces tarifs qui impacteront l'immense masse de ses clients et ...
- jusqu'à la CRE et son nouveau président, qui ne se précipitent pas pour diffuser leur point de vue.

3.2.2. Mr de Ladoucette n'est pas Mr Syrota

« Pour sa première sortie médiatique, comme président de la CRE [le 5 juillet 2006], Philippe de Ladoucette s'est d'emblée placé dans les traces de son prédécesseur ». C'est ainsi qu'Enerpresse [257] a relaté « le traditionnel bilan annuel du régulateur », durant lequel le nouveau président de la CRE s'est surtout attaché à la « *surveillance des marchés et de la formation des prix* » ⁴².

Voyons donc comment s'est concrétisée cette présomption de continuité avec son prédécesseur, prêté à l'ancien président de la SNET (Charbonnages de France, avant sa prise de contrôle par l'espagnol Endesa) ⁴³, dans ce dossier sensible du financement du développement des EnR, particulièrement de l'éolien. Pour ce faire, nous nous référons à l'avis rendu par la CRE, le 29 juin, après sa saisine le 7 juin 2006.

Ses 14 pages, structurées assez similairement à l'avis du 5 juin 2001, observent le plan suivant :

I. Considérations générales

1. Contexte législatif et réglementaire (cadre national et Communauté Européenne)
2. Détermination des coûts évités aux acheteurs selon les technologies auxquelles se substitue l'énergie éolienne achetée.

³⁹ Le SER escomptait une baisse de 2,5 % par an seulement, moyennant quoi il a obtenu 2% (voir supra 1.4.2.). S'agissant de l'*offshore*, A. Saglio nous avait déclaré en mars 2005 [93] que son « *tarif d'achat [...] devrait être d'au moins 12 à 14 c€/kWh* ». Il a été manifestement écouté ...

⁴⁰ Le président du SER, A. Antolini (ancien président de la FNAIM), dirigeait l'entreprise SIIF Energies (détenue par son fondateur seul, Paris Moratoglou, avant qu'elle devienne filiale d'EDF, sous l'appellation EDF Energies Nouvelles. Antoine Saglio, Délégué Général du SER vient de céder sa place à un dénommé Christophe Karlin, pour rejoindre ... EDF Energies Nouvelles (maintenant dirigée par David Corchia [292]).

⁴¹ EDF a substitué à ce slogan, exigeant, celui-ci, sans danger : « *Si EDF ne vous le dit pas, qui vous le dira ?* ». En l'occurrence, sur les prix des EnR, ni EDF ni personne ne disent rien.

⁴² Dénonçant le fait que seule « *EDF a une vision réelle de la réalité future de la disponibilité des moyens de production – un élément objectif de distorsion de concurrence* », il a préconisé d'« *accroître la mise à disposition par EDF de capacités de production en base et en pointe* », en somme d'approfondir le démantèlement de l'ex-monopole. Par ailleurs, il ne cache pas « *son opposition à la réversibilité pour les industriels* » qui avaient fait jouer leur éligibilité, selon Enerpresse (06-07-2006). Ce sur quoi il est, sans doute, en phase avec J. Syrota.

⁴³ Le glossaire de Ph. Ollivier (op. cité [208b]) complète la présentation de la CRE par une phrase lourde de présupposés : « *On constate que l'industrie des énergies renouvelables n'est pas représentée à la CRE, alors que trois de ses membres, dont le président Jean Syrota, sont d'anciens membres des industries nucléaire, pétrolière et charbonnière* ». L'arrivée d'un rival d'EDF, non impliqué dans le nucléaire, a dû ravir son auteur.

3. Evaluation de la contribution de l'Obligation d'Achat aux objectifs visés (art. 1 de la loi n° 2000-108) : qualité de l'air, effet de serre, MDE, gestion optimale des ressources et technologies, compétitivité, indépendance et sécurité d'approvisionnement.
 4. Principe d'analyse, fondée sur la comparaison aux coûts évités d'une part, aux coûts de production éolienne d'autre part.
- II. Description du tarif proposé (en France métropolitaine, sur le domaine public maritime ou dans la zone économique exclusive, dans les DOM et à Mayotte ; indexation ; installations n'ayant jamais profité de l'OA) qui présente, partiellement, l'évolution induite « *par rapport aux conditions actuellement en vigueur* », c'est-à-dire celles de juin 2001.
 - III. Comparaison avec les coûts évités des filières conventionnelles, pour les éoliennes à terre et pour les installations *offshore*.
 - IV. Comparaison avec les coûts de production de la filière éolienne et estimation des niveaux de rentabilité ainsi garantis.
 - V. Conséquences du tarif proposé, en termes de surcoût national annuel, en fonction des scénarios bas et haut de développement et de deux hypothèses de « prix de marché » de l'électricité
 - VI. Avis de la CRE

Le tout dernier chapitre est reproduit in extenso, en **annexe 9**.

3.2.2.1. Continuité ...

La CRE-énergie connaît évidemment aussi bien son dossier que l'ancienne CRE-électricité, et l'on retrouve nombre de considérations, souvent critiques, déjà avancées en 2001, qu'il s'agisse de l'ineptie de la procédure d'OA (mieux dénoncée cependant par J. Syrota), la difficulté de cerner les coûts évités (la règle du jeu ayant changé entre temps), l'indexation des contrats et le constat d'une rentabilité excessive.

Le long développement sur la « *contribution de l'obligation d'achat aux objectifs visés* » (I-3) est un exercice obligé par la tournure alambiquée retenue par le législateur de 2005 pour justifier l'ajout d'une éventuelle « *prime prenant en compte la contribution de la production livrée ou des filières à la réalisation des objectifs définis au deuxième alinéa de l'article 1er de la [loi du 10 février 2000]* ». Le moins que l'on puisse dire est que les arguments rassemblés n'emportent pas l'adhésion du lecteur ni même, parfois, celle des membres de la Commission eux-mêmes⁴⁴. Constatant que la contribution de l'OA n'est guère quantifiable, notamment pour la « *gestion optimale des ressources nationales [et la] maîtrise des choix technologiques d'avenir* », la « *compétitivité de l'activité économique* » ou les « *indépendance et sécurité d'approvisionnement* », l'avis CRE n'en quantifie pas moins cette contribution de l'OA aux objectifs visés, via deux tableaux (§ 3.2.) On en retiendra que le nucléaire, l'éolien terrestre et l'éolien *offshore* se trouvent gratifiés, « au doigt mouillé », des « *coûts externes* » suivants : 2,0 ; 0,9 et 1,2 €/MWh, respectivement. Pour ce qui est de la contribution proprement dite aux objectifs visés, il faudra attendre.

Il faut néanmoins porter au crédit de la CRE les deux citations suivantes :

- au sujet des installations terrestres (II-1) : « *Par rapport aux conditions actuellement en vigueur, ce tarif se caractérise, en France continentale, par un relèvement de la rémunération pouvant atteindre 35 % pour les installations fonctionnant plus de 1 900 heures par an, en équivalent pleine puissance, soit la majorité du parc attendu dans les prochaines années* ».

⁴⁴ Lire au § III-1. l'aveu suivant : « ... les conséquences environnementales d'une augmentation des besoins en moyens de production de pointe [résultant d'un possible excès de puissance éolienne installée], plus émetteurs de polluants atmosphériques, ne font pas l'objet d'un consensus et seront donc négligées ». Surprenant, pour le moins.

- pour les DOM et Mayotte (II-3) : « *Par rapport aux conditions actuellement en vigueur, il entraîne un relèvement important du tarif moyen sur 15 ans dont bénéficierait une installation mise en service en 2006, pouvant atteindre plus de 70 %* ».

De tels constats, auxquels nous arrivons nous-mêmes, ne pouvaient pas ne pas être faits par la CRE, sauf à n'être plus cré...dible. S'ensuit, bien sûr, un avis globalement négatif mais bien moins sévère que le réquisitoire de J. Syrota.

3.2.2.2. ... dans le changement

Il serait cruel, et trop long, de décortiquer le texte de P. de Ladoucette pour mettre en exergue les contorsions auxquelles a dû se livrer la CRE afin de ne pas trop éreinter le texte proposé par le ministre de l'énergie. Tenons-nous en aux points les plus flagrants :

- Dès l'entame (I-1.1.), Mr de Ladoucette s'abrite derrière le droit communautaire régissant les aides d'Etat pour la protection de l'environnement (2001/C 37/03), alors que Mr Syrota, en conclusion, sommait quasiment les autorités françaises de notifier à Bruxelles leur projet d'arrêté « *préalablement à son entrée en vigueur* »⁴⁵.
- En I-2.1., il est fait référence au nucléaire (cité en trois lignes) mais l'ancien patron de la SNET l'oublie *illico presto*, préférant manifestement disserter sur les énergies fossiles de substitution, qu'il connaît bien et dont le coût plus élevé est plus proche de celui de l'éolien.
- L'avis CRE omet de signaler, en II.1. par exemple, que la clause instaurant une baisse tarifaire (de 5 à 12 %) dès l'installation des 1 500 premiers MW, tant décriée par le SER, a disparu de l'arrêté ministériel (tiens, juste avant qu'elle ait matière à s'appliquer, fin 2006 ou début 2007 !).
- Dans la définition de ses principes de calcul (III-1.), la CRE incorpore dans les coûts évités des énergies concurrentielles 25% de leur coût d'investissement, alors qu'en 2001, elle écrivait que « *les filières à production non garantie ne permettent pas d'éviter la construction de centrales supplémentaires qui produisent de l'énergie garantie, indispensable pour les gestionnaires du système électrique* ». Elle s'appuie aujourd'hui sur une étude RTE parlant de puissance (moyenne) « substituée » et feignant de croire celle-ci « garantie », ce qui est extrêmement discutable (voir **annexe 10**).
- Additionnant ces composantes (coût de production _ incluant 25 % du coût d'investissement _ et externalités), la CRE dresse un tableau (en III-2.1.1. et III-2.2.) des coûts évités à comparer aux $(82 + 0,9) = 82,9$ €/MWh de la version terrestre ou aux $(120 + 1,2) = 121,2$ €/MWh de la version *offshore* de l'obligation d'achat de l'éolien, que nous synthétisons comme suit :

⁴⁵ Nous ignorons si le gouvernement Jospin de 2001 avait donné suite à ce conseil ...

Filière substituée	Coût total évité	Coût total éolien terrestre < 2400 h/an	Surcoût de l'éolien terrestre (€/MWh)	Coût total éolien offshore 3000 h/an ⁴⁶	Surcoût de l'éolien offshore (€/MWh)
Nucléaire 1 600 MW	13,4	82,9	69,5	121,2	107,8
CCG 800 MW	60,6	82,9	22,3	121,2	60,6
Charbon 800 MW	44,6	82,9	38,3	121,2	76,6

Tableau 8 : Surcoûts unitaires résultant des nouveaux tarifs de l'OA, selon la CRE

Dans les deux cas d'implantation, le commentaire de la Commission relève de l'amnésie ou/et de la cécité : « *Quelle que soit la filière thermique substituée, le coût pour la collectivité de la filière éolienne à terre en métropole continentale [ou] en mer est très supérieur au coût évité* ». Eh ! Quoi ? Nierions-nous que le nucléaire est aussi une filière thermique ? Non, certes non ! Car Mr de Ladoucette révèle immédiatement son tropisme en enchaînant par la phrase suivante : « *la hausse récente du prix des combustibles [fossiles, n'est-ce pas ?] concomitante à l'augmentation du tarif envisagée ne permet pas d'inverser ce rapport* ». Nucléaire, connais pas ! Mais, par ce tour de passe-passe, le surcoût officiel de l'éolien terrestre, qui servira à l'établissement de la CSPE, peut être divisé par 3 (ou 2, avec le charbon), ce qui change tout dans la présentation de l'ardoise au client : « l'iceberg » s'enfoncera d'au moins 30 €/MWh.

- Concernant la comparaison avec les coûts de production de la filière (IV-1.1.), le lecteur reste sur sa fin. Là où Mr Syrota constatait que « *le tarif proposé [en 2001] est très supérieur au prix moyen révélé par l'appel d'offres organisé lors de la dernière tranche [du précédent programme] Eole 2005, soit 48 €/MWh ...* », Mr de Ladoucette se contente des « *valeurs de coût [...] issues des contributions soumises par les participants au groupe de travail mis en place par la DIDEME pour élaborer les nouveaux tarifs* » et accède au souhait de l'ADEME de prendre en compte une « *valeur résiduelle de l'installation, à l'issue des 15 ans du contrat d'obligation d'achat* ». On peut légitimement penser que les promoteurs et constructeurs n'ont pas trop minoré leurs coûts ⁴⁷.

Il n'en demeure pas moins que 84 % du tarif d'achat de l'éolien terrestre est un surcoût (hors taxes) qui alourdira les factures des clients d'EDF et, dans une moindre mesure, des DNN. Sachant que, de l'aveu même de la CRE, « *la filière éolienne est aujourd'hui mature [et qu']il y a peu à attendre de l'évolution des technologies et des effets d'échelle* », il est exclu « *que la*

⁴⁶ La CRE ne tenant pas compte de l'actualisation, elle minore le coût de l'*offshore* de 2 à 4 % : si le tarif correspondant à la fréquence de 3000 h/an est bien 130 puis 110 €/MWh (soit une moyenne apparente de 120 €, avec une actualisation à 0 % !), ça n'équivaut pas à un tarif uniforme de 120 €. Ne vaut-il pas mieux toucher 130 € pendant les 10 premières années du contrat que 120 sur la totalité des 20 ? Voir considérations de l'**annexe 7**.

Pour le tarif terrestre, la CRE n'a pas fait d'« erreur » car, pour toute fréquence supérieure ou égale à 2400 h/an, le tarif sera constant sur les 15 ans du contrat, ce qui sera le cas de la majorité des sites (cf. **annexe 5**).

⁴⁷ La désignation des « *participants au groupe de travail mis en place par la DIDEME pour élaborer les nouveaux tarifs* » renvoie à la formulation utilisée par B. Chabot (expert-senior à l'ADEME dans un article du n° 528, juillet-août 2001, de la « Revue de l'Energie », intitulé « *La nouvelle tarification de l'énergie éolienne : genèse, description et première analyse* » [6]. Il y relate qu' « *une proposition d'adaptation de ce système [celui des Allemands dans leur loi « EEG » sur les EnR, d'avril 2000] par l'ADEME fut mise en point dès mi-juin 2002 et elle put être présentée puis affinée et validée auprès des professionnels [d'abord] et des participants [ensuite] au groupe de travail « tarifs éoliens » établi par la DIGEC fin août 2000 et rassemblant les différentes parties prenantes : administrations, professionnels (représentés par le Syndicat des Energies Renouvelables et l'association « France Energie Eolienne » [maintenant intégrée au SER]), EDF et l'ADEME.* » Comme on le voit, le lobby éolien avait dépêché trois délégations (SER, FEE et ADEME) pour soutenir son propre projet. La première phrase de l'article est l'expression d'une intense satisfaction : « *Le nouveau système tarifaire pour les projets éoliens de moins de 12 MW ouvre des perspectives très importantes pour le développement de l'énergie éolienne ...* ».

filière parvienne, dans la prochaine décennie, à un niveau de compétitivité suffisant pour lui permettre de poursuivre son développement sans subvention ».

Aussi est-il décevant de constater que la CRE de 2006, appelée à juger d'un tarif en hausse « *substantielle par rapport au tarif en vigueur* » (jugé « *attractif* » et dénoncé, en 2001 comme « *rentes indues aux producteurs éoliens* »), ne trouve rien de mieux à proposer que :

- de le « *diminu[er] de 6% minimum pour une installation fonctionnant 2400 h/an en équivalent pleine puissance et de 10% pour une installation fonctionnant 2600 h/an* » (cf. IV-2.1.1. et VI) ⁴⁸. D'un bref calcul mental, on déduit que Mr de Ladoucette « ose » demander un effort de 5 à 8 €/MWh alors que la hausse tarifaire a atteint 35%, soit quelque 28 €/MWh !
- D'en appeler (III-1. et VI) à une « *responsabilisation directe des exploitants vis-à-vis des règles d'équilibre applicables à l'ensemble des acteurs du système électrique* », y compris « *financièrement* » (VI). On peut toujours rêver ...
- De recommander, le 29 juin, « *le recours exclusif aux appels d'offres* » (VI), que ce soit à terre (IV-2.1.3.) ou en mer (IV-2.2.), alors même que F. Loos y a renoncé, le 15 juin 2006 en ouverture du Colloque annuel du SER : « *Plutôt que de lancer de nouveaux appels d'offres, j'ai décidé d'instaurer un tarif pour l'éolien en mer* ». Et le ministre d'ajouter que « *le tarif maximum [en] est de 13 c€/kWh, en ligne avec les résultats de l'appel d'offres lancé en 2004* ». Bel aplomb !
- De conseiller (V et VI) « *une refonte du mécanisme de plafonnement prévu par la loi du 10 février 2000, qui limite la contribution unitaire aux charges de service public de l'électricité* », en clair de relever ce plafond ⁴⁹. Gageons que les 4,5 €/MWh de l'actuelle CSPE n'augmenteront pas de suite mais que le conseil sera suivi afin que les consommateurs aient le temps d'apprécier les bienfaits des aérogénérateurs ... après 2007.

Voilà qui situe la nouvelle CRE, bien loin de sa « *principale mission de veiller au fonctionnement régulier du marché de l'électricité dans l'intérêt des consommateurs [...]* » comme le rappelait la « *vieille* » CRE en conclusion de son communiqué du 22 juin 2001.

3.2.2.3. Parfaits « *timing* » et « *coaching* »

Notons par ailleurs que, *a contrario* d'il y a 5 ans, la CRE n'a pas jugé bon de rendre accessible son avis sur son site www.cre.fr, encore moins d'en faire l'objet d'un communiqué ... Décidément, Mr de Ladoucette n'a pas endossé tous les habits de Mr Syrota. Si tous deux sont des libéraux convaincus, le statut d'indépendance de l'institution qu'ils présid[èr]ent semble autant une gêne pour le premier qu'un atout pour le second.

A posteriori, on peut admirer la maîtrise tactique du gouvernement Raffarin-Devedjian (à l'époque) qui, par le biais de cet article 36 de la loi du 13 juillet 2005, a différé d'un an la mise en œuvre de nouvelles mesures tarifaires. Loin de réfréner l'« *usure* », il a donné satisfaction à toutes les revendications du *lobby* de l'éolien industriel, sans que personne s'en émeuve (quels élus auront pris connaissance de l'arrêté Jacq-Jacq ?). Non seulement la sortie de ces nouveaux tarifs s'est faite dans la moiteur estivale de 2006 mais elle n'a pas été entravée par un haut fonctionnaire tatillon prenant à témoin la terre entière (ou presque) et Bruxelles : il a seulement fallu faire coïncider la fin

⁴⁸ Pour mémoire, J. Syrota réclamait déjà d'abaisser de 15 €/MWh, soit -18%, le tarif des 5 premières années et de limiter à 60 €/MWh le tarif des 10 années suivantes (presque -30%). C'était en 2001, avant les hausses consenties au SER.

⁴⁹ Extrait de l'article 5 de ladite loi : « *La contribution applicable à chaque kilowattheure ne peut dépasser 7 % du tarif de vente du kilowattheure, hors abonnement et hors taxes, correspondant à une souscription d'une puissance de 6 kVA sans effacement ni horosaisonnalité.* ».

du mandat du président de la CRE (18 avril 2006) avec l'échéance de sortie des nouveaux tarifs du 31 mars 2006, y désigner un remplaçant compréhensif [236] et retarder de quelques mois l'échéance de sortie du nouvel arrêté⁵⁰, tant attendu par les professionnels de l'éolien.

Et tout ça tombe à pic avec la promulgation de la nouvelle Programmation Pluriannuelle des Investissements de Production d'Electricité (communément appelée PPI), étape ultime de la stratégie gouvernementale.

3.3. Acte III : PPIPE taillée sur mesure pour *lobby* influent

3.3.1. L'arrêté du 7 juillet, signé de F. Loos et publié au JORF du 9 juillet 2006, se passe de tout commentaire, tant il est la mise en musique de la loi du 13 juillet 2005 de promotion des énergies renouvelables. Nous tirons de cet arrêté de 3 pages (dont nous publions les tableaux en **annexe 11**, in extenso) le bilan des puissances supplémentaires que le gouvernement souhaite voir mises en service avant le 31 décembre 2015, exprimées en GW :

Energies primaires	Objectif 2010	Objectif 2015 (y compris chiffres 2010)
Energies renouvelables :	15,5	20,25
dont éolien :	13,5	17,0
dont <i>offshore</i> :	1,0	4,0
Energies fossiles (gaz naturel et pétroles)	1,5	6,1
Nucléaire (EPR en 2012)	0	1,6

Tableau 9 : Synthèse des objectifs fixés par l'arrêté PPI du 7 juillet 2006

Il est à noter que :

- ces objectifs sont ceux du scénario haut de développement de la filière éolienne, figurant dans le rapport PPI au Parlement du 9 juin 2006 ;
- les objectifs de l'éolien sont en forte hausse par rapport à ceux sur lesquels se fonde l'avis de la CRE⁵¹.

Le gouvernement a donc implicitement retenu le scénario haut, visant, fin 2015, la **mise en service de 10 fois plus d'éolien que de nucléaire**.

Anecdotique, n'est-ce pas ? Tournez, moulins !

3.3.2. L'« arrêté Loos » du 7 juillet sur la PPI constitue de fait un choix politique majeur, d'autant plus fort qu'il est assorti des moyens de le mener à son terme, tout au moins son volet éolien : c'est le rôle de l'« arrêté Jacq-Jacq » du 10 juillet, sur les tarifs.

A moins que la mise en œuvre de la circulaire aux Préfets, signée le 19 juin 2006 [244b], précisant les « *dispositions relatives à la création des zones de développement de l'éolien terrestre* » (les fameuses « **ZDE** », créées par la loi du juillet 2005) donne lieu à un infléchissement de l'impulsion officiellement donnée ? Pour cela il faudra attendre le 15 juillet 2007, échéance fixée à « *Mesdames*

⁵⁰ Est-ce pour mieux dissocier la sortie de l'arrêté Jacq-Jacq de celle de l'avis de la CRE que leurs publications au Journal Officiel n'ont pas été simultanées ?

⁵¹ Pourquoi, dans le communiqué du Premier Ministre (4 août 2006) publié sur le site du MINEFI [270], figure-t-il une « *synthèse des investissements dans le scénario central de la PPI [comportant] un développement des énergies renouvelables, au moins à hauteur de 5 GW en 2010 et 12,5 GW en 2016 [...]* » ?

et Messieurs les Préfets [pour] transmettre un bilan de la mise en œuvre de cette circulaire [...] selon le cadre proposé en annexe 5 ».

3.3.3. A suivre donc ... Mais certaines coïncidences ne manquent pas d'inquiéter : le 16 juillet 2006, à peine une semaine après les signatures de la PPI et de l'arrêté tarifaire, le JORF a publié la loi n° 2006-872, « *portant engagement national pour le logement* » (noble cause s'il en est), dont l'article 14 modifie le Code de l'urbanisme⁵². On est loin de la question des prix de l'éolien, direz-vous? Sauf que les douces fermes éoliennes ne sont pas considérées comme des installations industrielles (ce qui fut déploré par l'Académie Nationale de Médecine [213]) et relèvent, depuis la loi du 2 juillet 2003, des Codes de l'environnement et de l'urbanisme. Et que certains Tribunaux Administratifs ont déjà pu se saisir de deux courtes lignes pour débouter toute action de plaignants organisés contre un projet, au motif qu'ils n'avaient qu'à déposer les statuts de leur association anti-éolienne « *avant l'affichage en mairie de la demande du pétitionnaire* ». Autrement dit, il faudrait **crier avant d'avoir peur**.

Mais la loi n'interdit pas à un particulier de se pourvoir à titre personnel, et à ses frais ... Ce qui a de quoi dégoûter de toute tentative d'action de plaignant. Parallèlement, la circulaire susdite de Mme Olin et Mr Loos ne porte aucune obligation de consultation de la population concernée [244b] (elle semble même moins s'intéresser aux habitants qu'aux ... chauves-souris⁵³) !

Après *timing* et *coaching*, s'agit-il de *locking*, verrouillage version française ? N'a-t-on pas déjà vu des conseillers municipaux concocter à quelques uns, et sous le sceau du secret, des montages économique-financiers susceptibles de déplaire à quelques uns de leurs administrés ? Voilà qui présage mal de la paix dans nos belles campagnes ...

Même s'il ne faut pas y voir un complot organisé, on conviendra qu'un tel train de mesures a toutes les apparences d'un *forcing*.

3.4. Epilogue : jackpot pour tous les soumissionnaires ?

3.4.1. « Un marché [déjà] juteux »

Ph. Ollivier, déjà cité, n'y va pas de main morte quand il parle de la comptabilité d'EDF, particulièrement de l'énergie nucléaire dont les « *coûts de kWh [...] n'ont rien à voir avec le coût réel puisque ne prenant pas en compte tous les aspects économiques* ». Ne cherchez pas, dans son « *Eoliennes. Quand le vent nous éclaire* », des éléments à même d'étayer un jugement aussi péremptoire, vous n'en trouverez pas, en dépit d'une très nette redondance de propos [208c].

S'agissant de l'éolien, on peut supposer que ce fervent défenseur de cette forme d'énergie a eu, là, accès à des informations complètes et non biaisées de sorte que son chapitre « *L'argent du vent* » - doive être pris pour argent content (dans les deux sens du terme). Celui-ci s'ouvre par une phrase incontestable : « *L'éolien n'est pas un marché comme les autres [car] par un décret de juin 2001, le gouvernement Jospin a choisi de faire acheter l'électricité éolienne par l'exploitant dominant, EDF. Ce prix d'achat, très supérieur à celui du nucléaire, aujourd'hui largement amorti, couvre les coûts en assurant aux exploitants de coquettes marges bénéficiaires, de l'ordre de 20% en moyenne* ». Ces quasi-paraphrases de J. Syrota n'ont pas dû trop plaire aux responsables SER et

⁵² Nouvel article L600-1-1 du Code de l'urbanisme : « *Livre VI : Dispositions relatives au contentieux de l'urbanisme. Une association n'est recevable à agir contre une décision relative à l'occupation ou l'utilisation des sols que si le dépôt des statuts de l'association en préfecture est intervenu antérieurement à l'affichage en mairie de la demande du pétitionnaire.* »

⁵³ Il est vrai que « *la LPO a choisi d'accompagner le développement de la filière éolienne française dans le respect de la biodiversité* » : voir les sites de la Ligue Protectrice des Oiseaux [282] (www.lpo.fr, <http://vendee.lpo.fr/eoliennes>, etc.) et celui de la Société Française d'Etude et la Protection des Mammifères (www.sfepm.org), polarisée sur les chiroptères, alias les chauves-souris ... Ou lire, sur www.ser.fr, le message d'Allain Bougrain Dubourg, son président, à l'ouverture du Colloque des Energies Renouvelables [241].

FEE, surtout avec, en point d'orgue, le cri du cœur suivant : « *l'éolien est un marché juteux tant que le prix d'achat obligatoire de l'électricité par EDF est au niveau actuel* »⁵⁴.
Juteux en 2001, faramineux en 2006 ? Plus que probable.

3.4.2. Transmutation de contrats AO → OA ?

Dans une brève du 19 juin 2006, intitulée « *Les tarifs de François Loos* » [242], Enerpresse développe : « *Après l'échec de l'appel d'offres sur l'éolien offshore, il restait au gouvernement un moyen de sauver la filière : proposer des tarifs de rachat attractifs* » et ajoute que « *le tarif de rachat de la production d'électricité produite à partir de centrales éoliennes en mer atteindrait 13 c€ le kWh. Le premier parc français de ce type doit être construit par Enertrag [...]. Son exploitation devrait débiter en 2008. Avec un total de 105 MW, il sera capable de produire environ 300 GWh/an* ».

D'où l'on peut déduire qu'Enertrag, sorti vainqueur du premier AO, bénéficiera du premier tarif d'OA *offshore*, non ? Et pourquoi pas ? De fait, l'arrêté Jacq-Jacq n'interdit en rien une telle manipulation et, même, son article 4 semble fait pour ça :

« Peut bénéficier d'un contrat d'achat aux tarifs définis dans les conditions indiquées à l'article 3 ci-dessus, dans la mesure où elle respecte à la date de signature du contrat d'achat les conditions des décrets du 6 décembre 2000 et du 10 mai 2001 susvisés, une installation mise en service pour la première fois après la date de publication du présent arrêté et dont les éléments principaux (pales, multiplicateur, générateur électrique) n'ont jamais produit d'électricité à des fins d'autoconsommation ou dans le cadre d'un contrat commercial. »

L'installation envisagée par le projet Enertrag, qui respecte évidemment les conditions requises, ne pourra être « *mise en service pour la première fois* » qu'après le 27 juillet 2006, et l'on peut penser que les premières éoliennes de 5 MW (en France) ne sont pas des assemblages d'« *éléments principaux (pales, multiplicateur, générateur électrique)* » usagés. Par ailleurs, les 9 concurrents évincés, à commencer par le promoteur du projet « La Banche » (46 MW, dans l'Atlantique), de quel droit pourrait-on leur interdire de postuler à une obligation d'achat selon l'« *arrêté Jacq-Jacq* ».

Aussi pouvons-nous légitimement suspecter une entourloupe de première grandeur : partant pour une compétition destinée à sortir le « juste prix », un concurrent a vu son offre de 100 €/MWh acceptée, moyennant quoi, il va pouvoir (éventuellement avec l'article 5 en appui) la transformer en un contrat d'OA à 130 €/MWh. **Bingo de 30%**, soit, sur les quelque 6 TWh productibles pendant les 20 années contractuelles⁵⁵, **18 M€ de supplément de bénéfice**. La fleur de cet été représente donc un bonus gracieux (et discret) de plus de 6% de l'investissement initial⁵⁶. Et d'autres fleurs pourront être distribuées aux recalés de l'appel d'offres initial.

N'y a-t-il pas là matière à plainte de la part d'abonnés d'EDF tenus dans l'ignorance la plus complète ? Mais non, les tarifs de l'électricité ne bougeront pas, jusqu'au 1^{er} juillet 2007 ...

⁵⁴ Cette honnêteté louable permet à l'auteur de terminer en lobbyiste bon teint : « *Pour donner un nouvel élan à cette industrie, il faudra en effet modifier le décret tarifaire qui pénalise la croissance du parc éolien dès lors qu'il a atteint les 1500 MW* ». Ouf ! Ph. Ollivier ne deviendra pas *persona non grata* au SER ou à l'ADEME.

⁵⁵ 20 x 105 MW x 2800 h x (130 - 100) €/MWh = 6 TWh x 30 €/MWh = 18 millions d'euros.

⁵⁶ On admet généralement [93] que l'investissement unitaire *offshore* est au moins double de celui sur terre (lequel est compris en 1200 et 1400 €/kW, selon la CRE) : à 2600 €/kW, l'investissement d'Enertrag à Veulettes serait de l'ordre de 273 M€. On [216] a cité aussi le montant de 300 M€ : la vérité est, sans doute, dans le doute [66c] affiché par J. Syrota (et P. de Ladoucette).

4. ET MATS, ET CHEQUES (avant l'inverse ?)

4.1. Les prix de l'éolien n'ont jamais passionné, ni les journalistes, enclins à trouver tout ça bien compliqué (ce dont nous avons peut-être fait la démonstration) ni les hommes politiques. Reconnaissons que, pour une fois, ces derniers ont pris leurs responsabilités, de façon ostentatoire avec Yves Cochet et le PS en 2001, sans publicité tapageuse mais dans une surenchère forcenée de l'UMP (rompant avec l'approche gaulliste des questions énergétiques) en 2006.

Les deux camps poursuivent le même but : complaire aux électeurs sensibles aux thèses écologistes et donner des gages de développement des énergies renouvelables, en termes d'objectifs de moyens à défaut d'objectifs de résultats : on objectera que « *l'objectif accepté par la France dans le cadre de la directive 2001/77/CE que 21 % de la consommation intérieure brute d'électricité soit d'origine renouvelable à l'horizon 2010* » est bien un objectif de résultat. Mais, c'est un résultat peu mesurable car, sauf à prouver que l' « usine à gaz » des « certificats verts » ou d' « origine garantie » réussira à comptabiliser les bons consommateurs, la plus sûre mesure se situera toujours à la production, sur laquelle il est effectivement possible d'agir.

De plus, les énergies renouvelables ne constituant pas l'alpha et l'oméga de la protection de l'environnement, il y a lieu aussi, et sans doute prioritairement, de se préoccuper des émissions de gaz à effet de serre (GES) tant les perspectives de réchauffement climatique sont graves. Au point que des écologistes indiscutés (comme James Lovelock, l'un des pères de l'écologie, ou le Dr Patrick Moore, co-fondateur de Greenpeace, ou Nicolas Hulot, tout récemment) en viennent à considérer la menace des GES comme supérieure à celle résultant du nucléaire civil.

Et là, silence-radio, aussi bien à gauche qu'à droite, alors que les atterroissements (aucun investissement d'ampleur de la part d'EDF depuis dix ans) obligent maintenant à investir dans la précipitation, pour satisfaire les besoins de pointe ou de semi-base. Sans le choix : ce sera du THF (Thermique à Flamme) dont les filières (gaz, fuel voire charbon) sont les seules à pouvoir être mobilisées dans les quatre ans, ce que concrétise précisément la PPI : du coup, on va construire **presque 4 fois plus de fossile que de fissile** (celui-ci fonctionnant trois fois plus souvent que celui-là), avant même que la technique de capture-séquestration du CO₂ soit devenue opérationnelle !

4.2. Dans un article du « *Monde* » [258], Hervé Kempf déplorait que « *la contradiction entre le discours proclamé et la réalité des actes [soit] devenue une telle constante de la vie politique que l'on finit par ne plus s'en étonner* ». A quel sujet ? « *L'énergie et le climat* » ! C'était le 5 juillet 2006 et tout à fait prémonitoire des arrêtés des 7 et 10 juillet suivants, dont l'effet sur l'effet de serre sera à peu près celui de l'eau sur une plaie ouverte ...

Là est sûrement le plus grave : quand F. Loos déclare, lors de la présentation officielle du rapport sur la PPI, le 3 juillet 2006 : « *La France prévoit de réduire la part du nucléaire dans sa production d'électricité à 73% en 2015 pour augmenter celle des énergies renouvelables à 18%* » [256], il n'y a personne, ni au « *Monde* » ni ailleurs, pour lui faire remarquer que le total fera 91%, soit 4% de moins qu'aujourd'hui (82 et 13% respectivement, comme s'en est félicité le supérieur de F. Loos, un certain Thierry Breton,) et que donc **la production carbonée croîtra de 4%** (passant de 5 à 9%), et que les émissions de GES suivront. Beau progrès !

Pour autant, peut-on inscrire au registre des pertes et profits, les effets collatéraux suivants :

- l'immobilisation d'environ **27 Md€** pour la réalisation du programme éolien 2015 ⁵⁷,
- l'érection d'une forêt de quelque **10 000 mâts** sur les côtes et sols nationaux ⁵⁸,

⁵⁷ A minima, 13000 x 1300 €/MW installé sur terre + 4000 x 2600 €/MW installé en mer, en G€ ou Md€ (milliards d'€). Ceci ne tient pas compte des investissements requis de la part des gestionnaires des réseaux de distribution (EDF) et de transport (RTE) pour accueillir ces nouveaux « entrants » dans la production nationale.

⁵⁸ Sur la base d'une moyenne de 2 MW/turbine, venant en sus des ~1000 aérogénérateurs d'ores et déjà existants.

- la fixation, dès 2007, de tarifs d'obligation d'achat supérieurs, respectivement, à **13,3 et 8,4 c€/kWh** en euros courants (la dégressivité étant compensée, a minima, par l'inflation),
- un **surcoût annuel**, supporté par les consommateurs domestiques, atteignant dès 2011 2,5 Md€, et culminant, à **4 Md€** en 2016 ⁵⁹ ;
- la rémunération des promoteurs, essentiellement par les consommateurs domestiques (les industriels ayant réussi à plafonner strictement leur part dans la CSPE), qui augmentera, dès 2011, de **3 Md€ par an, pour atteindre 4,5 Md€ en 2016 ?**

Louis-Marie Horeau a manifestement lu le chapitre VI de l'avis de la CRE, comme en témoigne son article dans le « *Canard enchaîné* », n° 4476 du 9 août 2006. Il tire la morale de l'histoire sous le titre « *Les éoliennes vont brasser des milliards d'euros* », ajoutant que « *malgré l'avis défavorable d'une commission d'experts, EDF sera obligé de surpayer ces kilowatts. Aux frais de l'abonné* », de manière un peu superficielle (mais peut-on lui en faire grief?). Son papier est agrémenté d'une caricature de Marianne « *semant à tous vents* », grâce à un ventilateur, des chèques libellés EDF (laquelle est épinglée, non sans raison, dans un encart intitulé « *EDF dans le vent* »). Si c'est « *aux frais de l'abonné* », à qui ces flux financiers profiteront-ils, si ce n'est aux adhérents du SER (et aussi de ses homologues allemand, danois, espagnol et américain) ?

Le journal satirique[271] n'est pas seul à s'intéresser ⁶⁰, au sens propre, aux flux financiers engendrés. Lu dans « *Investir Magazine* » de sept-oct. 2006 : le premier « *fonds commun de placement à risques (FCPR) à procédure allégée, dédié à l'énergie éolienne en France* » fut « *Eolinvest [fruit du rapprochement d'Eolfi et de 123 Venture] destiné aux investisseurs institutionnels et privés (ticket d'entrée de 500 000 €). Sa mission : acquérir une dizaine de projets de parcs éoliens ([...] purgés de tout recours) auprès de développeurs indépendants, faire construire et exploiter les parcs puis, en 2010, les vendre à un ou plusieurs grands énergéticiens européens. [...] La performance attendue [...] est de 12% net par an pendant six ans, sa durée de vie.* ». Et maintenant, 123 Venture lance le FIP (Fonds d'investissement de proximité) joliment baptisé FIP Energies Nouvelles, accessible à partir de 1500 €, donc à des investisseurs au capital plus modeste ...[285]

Faut-il que ce soit rentable, tant pour les clients (rendement net supérieur à 12%) que pour les banquiers (spéculateurs avertis, prudents, prévoyants _ ne serait-ce que pour se dessaisir assez vite de leurs acquisitions _ et qui ne s'oublent sûrement pas) !

4.3. Le SER est parfaitement dans son rôle de syndicat professionnel

Mais quelques questions appellent réponses :

- **4.3.1. A quoi sert la CRE**, tant il est vrai que « *les sept membres de la Commission [...] flanqués d'une administration forte d'un directeur général, de six directeurs et d'une flopée de fonctionnaires, doivent éprouver la désagréable impression d'avoir brassé du vent* » [271] ?

⁵⁹ Le surcoût annuel, dès 2016, du parc construit fin 2015 (les ~ 1500 MW actuels inclus), déduction faite du combustible nucléaire économisé (à raison de 10 €/MWh), peut être estimé comme suit :

$$(84 - 10) \text{ €/MWh} \times (1500 + 13000) \text{ MW} \times 2300 \text{ h} + (133 - 10) \text{ €/MWh} \times 4000 \text{ MW} \times 3300 \text{ h}$$

soit 4,1 G€₂₀₀₇/an (Hors Taxes). Divisé par 30 millions de foyers-consommateurs (concept retenu par le SER), on aboutit à quelque 140 € supplémentaires par an, qui devraient se retrouver sous la rubrique CSPE au bas de leurs factures d'électricité.

⁶⁰ Le silence des media est impressionnant tant sont rares les articles critiques et abondants les commentaires compatissants sur le sujet très « tendance » des énergies éoliennes (cf. **annexe 14**). A noter cependant celui du « Point » d'août 2005 [148d], au titre aussi ravageur que celui de son homologue allemand [42d] mais beaucoup moins documenté, et celui, tout récent, de « L'Usine Nouvelle » du 24 octobre [292].

- **4.3.2.** A qui fera-t-on croire qu'une telle politique de promotion des EnR, œuvre de gouvernements de gauche comme de droite, pourra faire baisser les coûts de production ? Les quelques informations filtrant sur les investissements éoliens font état de fortes hausses, dopées par « *une demande mondiale soutenue, entretenue par la généralisation des politiques de subventions publiques* »⁶¹, comme l'écrit un certain Mr de Ladoucette, alors même que la filière est mature (III-2.1.1.) !⁶² Objectera-t-on, comme F. Loos le 15 juin⁶³, que la hausse tarifaire de 2006 est la conséquence de la hausse des coûts ? Si tel est le cas, « *qui est la poule, qui est l'œuf ?* ». Est-il raisonnable de **récompenser la surenchère**, dans un secteur qui se targue de « *vertu* » ? Et jusqu'où ira-t-on, parallèlement à l'envolée des cours du brut et du gaz, surtout si c'est la référence exclusive ?
- **4.3.3.** Pourquoi le SER, etc. et le gouvernement tiennent-ils tant à **minorer la CSPE** (contribution de chacun au développement des EnR), en majorant les « *coûts évités* » ? Serait-ce dû à la modicité des efforts financiers éventuellement admis par les sondés (**annexe 12**) ?
- **4.3.4.** Le développement de l'éolien, à marche forcée, induira la disponibilité, voire la construction, de moyens de production alternatifs, donc d'**équipements supplémentaires** : est-ce bien cohérent avec la démarche de maîtrise de la demande d'énergie (MDE), si chère _ à juste titre _ à l'ADEME ?
- **4.3.5.** Ladite ADEME, dont le comportement s'apparente à celui d'un lobby professionnel, est-elle encore une Agence gouvernementale ? L'empoignade avec le ministère de l'industrie autour du seuil tarifaire du 1500^{ème} MW installé (voir **annexe 13**), les bavardages avec ses interlocuteurs (ARMINES notamment), et quelques autres bizarreries⁶⁴ justifient

⁶¹ Aux Etats-Unis, l'effet d'aubaine est dû au renouvellement des « *tax breaks* ». C'est cette défiscalisation qui explique le boom éolien dans ce pays : 10000 MW installés, 3000 de plus prévus en 2006, 2000 encore l'an prochain (selon l'AWEA, relayée par Enerpresse du 20-08-2006 [278b]). Au Danemark itou [288b].

⁶² Le « *Bilan et prospective de la filière éolienne française* » (février 2006) [202d] consacre son annexe H.4. à l'analyse du coût de l'éolien. Ce n'est guère qu'une compilation bibliographique, notamment d'informations issues de publications des AWEA et EWEA (lobbies américain et européen de la *Wind Energy*). En page 79, il entrevoit cependant pour la France « *une baisse des turbines de l'ordre de 3,3%/an jusqu'en 2007, puis de 2%/an de 2007 à 2015* ». Les auteurs dudit bilan semblent avoir mélangé quelque peu les notions et anticipé une réduction de ... la dégressivité tarifaire. On les excusera puisque ce sont deux élèves de l'Ecole Nationale Supérieure des Mines de Paris travaillant dans le cadre d'une « *étude mandatée par l'ADEME au Centre Energétique et Procédés (CEP) d'ARMINES* » (contrat n° 50722). Ce détail prouve que le principe d'une réduction, de 3,3 à 2%, précisément, de la dégressivité annuelle des tarifs de l'éolien était acquis plus de 6 mois avant la parution de l'arrêté Jacq-Jacq ; et, accessoirement, que l'Assurance de la Qualité de ce genre de « *rapports de recherche* » dispose de substantielles marges de progrès ! Ce ne serait pas inutile si la suggestion finale (p. 73) de « *constituer un groupe d'experts pour épauler l'ADEME dans la définition de ses priorités de soutien à la recherche dans ce domaine* » voyait le jour.

En matière de recherches, on pourra peut-être faire des avancées significatives dans le stockage de l'énergie, sans doute grâce aux nano-technologies et sous réserve que les mouvements écologistes acceptent mieux celles-ci que le nucléaire civil ou les OGM (ce qui reste à démontrer, si l'on en juge par leur attitude à Grenoble, vis-à-vis du Minatec).

⁶³ « *La décroissance des tarifs qui était prévue lorsque le parc atteindrait 1500 MW est supprimée car elle ne correspond plus à une réalité économique sur un marché où le prix des machines ne baisse plus* » [241b]. Litote ou euphémisme ? Pourtant, beaucoup avaient pronostiqué une baisse des coûts : le SER, l'ADEME, bien sûr. Mais aussi des personnes extérieures au lobby, telles A. Laali (spécialiste d'EDF/R&D, en avril 2001 [4]) ou J-M. Agator (CEA, Direction de la Stratégie) début 2002 [9b]. De son minimum, 1000 €, apparemment atteint en 2000, le coût du kW éolien terrestre installé serait maintenant compris entre 1200 et 1400 €. La compétitivité attendra encore un peu. Pour ce qui est de l'*offshore*, son investissement unitaire « *I_u* » serait double de celui sur terre (cf. [12], [93] et [277]), ce qui le met quasiment au niveau du coût de l'EPR (3,3 G€ pour 1600 MW installés).

En fait, aucun chiffre, fiable et précis, n'est accessible sur le prix des machines (voir les références [12], [42h], [224], [230], [267]) ? Et ledit rapport ARMINES [202d] ne nous apporte aucun éclairage sur ce point.

⁶⁴ Comment une agence gouvernementale peut-elle laisser écrire dans une « *remarque* », en toute fin d'une de ses brochures « *Un projet d'éoliennes sur votre territoire ? Vade-Mecum à l'intention des élus et des associations* » (2003) [18b], une phrase comme celle-ci : « *La réduction de 50% de la valeur locative des matériels destinés à économiser l'énergie pénalise les collectivités [...]. Seul l'Etat profite de cette mesure, ce qui est un comble !* » ?

qu'on pose crûment la question : l'ADEME est-elle devenue une « **Association de Défense des Exploitants de Machines Eoliennes** », plus intéressée à ériger des aérogénérateurs qu'à préserver l'Environnement (du moins à réduire les émissions de GES [79]) ?

- **4.3.6. A quel jeu joue « eDF »** (nouvelle mouture, au logo éolien) qui, depuis un an environ (déclat de la loi de juillet 2005 ?), ne se contente pas d'opérations cosmétiques mais investit massivement dans l'éolien industriel (3000 MW d'ici à 2010, autant que pour l'EPR, comme ne manque pas de le souligner son PDG, P. Gadonneix) ? Et sa filiale RTE, manie-t-elle l'ambiguïté pour ne pas porter préjudice aux producteurs, nationaux ou étrangers, qui la courtisent de plus en plus ? Comme il n'est pas dit sur les ondes, *EDF ne vous le di[ra] pas*.
- **4.3.7.** Pourquoi, sur les tenants et aboutissants des contrats d'Obligation d'Achat, mais aussi sur les performances réelles des parcs éoliens, de **nombreuses informations sont-elles tenues secrètes** ? ⁶⁵ Qu'en sera-t-il des bilans qu'il faudra bien faire en application de la loi du 13 juillet 2005 (le premier avant le 13 juillet 2008) ? A moins, qu'il faille longtemps attendre, comme « sœur Anne » .
- **4.3.8.** Les media, dont l'importance n'est plus à souligner, font-ils leur **devoir d'information** ou, comme dit Florence Aubenas, se contentent-ils de « *dire ce que dit la presse* », exception notoire faite du « Canard » et du « Point » ?
- **4.3.9.** La montée des cours (spéculation foncière), l'attractivité des taxes professionnelles (et aides diverses, difficilement contrôlables) et la décentralisation des décisions ne risquent-elles pas de mener à de graves **distorsions de la démocratie locale** ⁶⁶ ? Si tel devait être le cas, la défense de l'environnement aurait subi un véritable « échec et mat » !
- **4.3.10.** Pourquoi n'est-il pas possible de **débattre au plan national, voire européen, du programme éolien**, en posant tout sur la table, y compris les questions financières ? L'impossible « vrai débat » sur l'énergie affecterait-il aussi la mise en œuvre de l'énergie éolienne ?
- **4.3.11.** A moins que le *lobby* éolien préfère s'inspirer des vieilles méthodes _ silence, argent facile, influences des coteries, etc. _ qui empoisonnèrent (et discréditèrent) le développement de l'énergie nucléaire civile sous prétexte de confidentialité militaire ? Il devrait savoir qu'à terme, c'est le mouvement écologiste lui-même qui pâtira de ce **manque de transparence**.

4.4. Manifestement, la droite a chargé la barque éolienne pour camoufler l'EPR. Croit-elle duper les écologistes ? Si oui, c'est raté : dès la sortie des arrêtés Loos et Jacq-Jacq, le Réseau « *Sortir du Nucléaire* », par son président Stéphane Lhomme, a dit « *oui au développement de l'énergie*

On est en droit de s'interroger aussi sur le quasi-monopole de la LPO quant aux études d'impact des éoliennes sur l'avifaune. Ou sur le financement (à perte, on l'a vu) de l'ARMINES : s'agit-il d' « arroser » une Ecole prestigieuse et , à travers elle, le Corps des Mines dont la « néfaste influence » sur les décisions énergétiques est dénoncée par les écologistes de façon récurrente, encore récemment par une Corinne Lepage [290] ?

⁶⁵ Dans l'écheveau législatif qui instaura la dérégulation, le législateur a veillé à bien encadrer la « *confidentialité* », sans doute sous des prétextes de concurrence (voir articles 4, 6, 8, 16, 20, 32, 35 et 38, de la loi n° 2000-108). Gênant !

⁶⁶ Début 2005, EDF estimait qu'une installation de 5 éoliennes de 2 MW engendrait des taxes annuelles de 132 k€ (60 pour la commune, idem pour le département, et 12 pour la Région) et des loyers de 15 à 25 k€ aux propriétaires des terrains d'accueil. Pour 13000 MW, cela ferait plus de 200 M€ à décentraliser annuellement. Quelle manne, quelles convoitises, quelles empoignades en perspective !!! A chaque département son « Clochemerle » !

D'ores et déjà quelques « affaires » ont défrayé la chronique judiciaire, des accusations de corruption portées par un Mr de Poulpiquet (ex-député gaulliste finistérien) [48b] à la « *prise illégale d'intérêts* » d'élus de Kergrist (Morbihan ; finalement disculpés [233b]), sans parler du financement occulte du FLNC-Unité Combattante en marge de la construction des deux « fermes éoliennes » d'Ersa et Rogliano, en service ininterrompu depuis l'année 2000 à l'extrémité du Cap Corse ([132c] et [144]).

éolienne mais non au ‘donnant-donnant’ avec le nucléaire. La priorité est d’économiser l’énergie et de sortir du nucléaire. Les énergies renouvelables ne doivent pas servir à donner ‘bonne conscience’ aux promoteurs du nucléaire. Etc. » [273].

Nos stratégies gouvernementaux ne sont pas naïfs. Leur distribution de monstrueuses prébendes (sans recourir à l’impôt) a-t-elle pour but de contrebalancer, dans l’opinion publique du moins, l’idée fâcheuse selon laquelle le nucléaire civil a bénéficié des retombées inavouables du nucléaire militaire ? Idée fondée, de toute évidence, mais qui passe sous silence que :

- depuis 1981 (le 10 mai précisément ?), EDF n’a plus jamais eu droit aux prêts du FDES (Fonds de Développement Economique et Social) et a consciencieusement servi une bonne part de ses bénéfices à l’Etat actionnaire, sans fanfare ni trompettes. Pour autant, c’est bien EDF qui finance, à hauteur de plusieurs centaines de M€/an les recherches d’AREVA concernant son champ d’activité (notamment sur la sûreté nucléaire) et les activités de l’IRSN.
- Bruxelles ne se serait pas gênée pour dénoncer des financements occultes (comme elle l’a fait, il y a peu, en obligeant EDF à « compenser » la garantie étatique sur ses emprunts à l’étranger).

oooo

Liste des annexes :

Annexe 1	Dispositions tarifaires de l'arrêté du 8 juin 2001	(feuille Excel)
Annexe 2	Actualisation des contrats d'obligation d'achat	(feuille Excel)
Annexe 3	Révision de contrats d'obligation d'achat, préalablement actualisés	(feuille Excel)
Annexe 4	Bénéfice fiscal dû à l'amortissement exceptionnel en douze mois	(feuille Excel)
Annexe 5	Statistiques des parcs de plus de 5 ans d'âge (extrait du TBSP de l'ADEME)	(feuille Excel)
Annexe 6	Dispositions d'indexation des tarifs d'achat des énergies renouvelables	
Annexe 7	Communiqué de presse de la CRE du 22/06/2001	
Annexe 8	Arrêté du 10 juillet 2006 fixant les tarifs d'achat de l'électricité éolienne	
Annexe 9	Fin (§ VI, en pages 13 et 14) de l'avis de la CRE sur ledit projet d'arrêté	
Annexe 10	Garantie de puissance de l'électricité d'origine éolienne entre 2005 et 2015	(2 pages)
Annexe 11	Extrait de l'arrêté PPI du 7 juillet 2006	
Annexe 12	Sondages sur les Energies Renouvelables	
Annexe 13	Le seuil du 1500 ^{ème} MW installé	
Annexe 14	Principales références concernant les tarifs de l'éolien	

Annexe 1

Dispositions tarifaires de l'arrêté du 8 juin 2001 :

interpolation des tarifs en fonction de la durée de fonctionnement de référence (équivalent à la pleine puissance) et espérances de gain * résultantes sur les 15 années du contrat.

Tarifs intrapolés pour sites moyennement et fortement ventés, selon formules :

$$t = t_{inf} + (t_{sup} - t_{inf}) / (f_{sup} - f_{inf}) * (f - f_{inf})$$

Facture cumulée sur 15 années, selon formule :

$$F = f * (5 * t_{max} + 10 * t)$$

tmax	Hexag. au-delà du 1500 ^{ème} MW		Hexag. en deçà du 1500 ^{ème} MW		Corse, DOM et St Pierre et Miqu.		
	Césures	Césures f	Tarifs t	Seuils f	Tarifs t	Seuils f	Tarifs t
A : inf.		1900	8,380	2000	8,380	2050	9,150
B : moy.		2400	5,950	2600	5,950	2400	7,470
C : sup.		3300	3,050	3600	3,050	3300	4,570

Site à	Facteur de charge h/an	c€/kWh, pendant les années 6 à 15			% baisse de < 1500 à > 1500 MW	% hausse de continent à Corse etc.	Facture * sur 15 ans d'exploit. (M€/MW)		
		France métropolitaine parc installé < 1500 MW	France métropolitaine parc installé > 1500 MW	Corse, DOM, St Pierre et Miquelon			France métropolitaine parc installé < 1500 MW	France métropolitaine parc installé > 1500 MW	Corse, DOM, St Pierre et Miquelon
vent faible	1600	8,380	8,380	9,150	0,0	9,2	2,011	2,011	2,196
	1700	8,380	8,380	9,150	0,0	9,2	2,137	2,137	2,333
	1800	8,380	8,380	9,150	0,0	9,2	2,263	2,263	2,471
	1900	8,380	8,380	9,150	0,0	9,2	2,388	2,388	2,608
vent moyen	2000	8,380	7,894	9,150	-5,8	9,2	2,514	2,417	2,745
	2100	7,975	7,408	8,910	-7,1	11,7	2,555	2,436	2,832
	2200	7,570	6,922	8,430	-8,6	11,4	2,587	2,445	2,861
	2300	7,165	6,436	7,950	-10,2	11,0	2,612	2,444	2,881
	2400	6,760	5,950	7,470	-12,0	10,5	2,628	2,434	2,891
	2500	6,355	5,628	7,148	-11,4	12,5	2,636	2,454	2,931
	2600	5,950	5,306	6,826	-10,8	14,7	2,636	2,469	2,964
vent fort	2700	5,660	4,983	6,503	-12,0	14,9	2,660	2,477	2,991
	2800	5,370	4,661	6,181	-13,2	15,1	2,677	2,478	3,012
	2900	5,080	4,339	5,859	-14,6	15,3	2,688	2,473	3,026
	3000	4,790	4,017	5,537	-16,1	15,6	2,694	2,462	3,034
	3100	4,500	3,694	5,214	-17,9	15,9	2,694	2,444	3,035
	3200	4,210	3,372	4,892	-19,9	16,2	2,688	2,420	3,030
	3300	3,920	3,050	4,570	-22,2	16,6	2,676	2,389	3,018
	3400	3,630	3,050	4,570	-16,0	25,9	2,659	2,462	3,109
vent violent	3500	3,340	3,050	4,570	-8,7	36,8	2,636	2,534	3,201
	3600	3,050	3,050	4,570	0,0	49,8	2,606	2,606	3,292
	3700	3,050	3,050	4,570	0,0	49,8	2,679	2,679	3,384
	3800	3,050	3,050	4,570	0,0	49,8	2,751	2,751	3,475
	3900	3,050	3,050	4,570	0,0	49,8	2,824	2,824	3,567
	4000	3,050	3,050	4,570	0,0	49,8	2,896	2,896	3,658

* hors fiscalité locale, bail et maintenance. Par ailleurs, nous n'avons pas tenu compte de la dégressivité, ni de l'inflation (assez proches pour s'équilibrer), ni de la nécessaire prise en compte d'un taux d'actualisation : pour comparer des investissements en zones différentes, ces facteurs ne jouent qu'à la marge.

Comme le montre ce calcul sommaire, l'espérance de gain est assez peu dépendante de la nature du site :

- en France continentale, la plupart des premiers sites dégageront entre 2,4 et 2,7 M€ par MW installé
- en France continentale, la plupart des sites ultérieurs dégageront entre 2,4 et 2,5 M€ par MW installé

Annexe 2

contrats d'obligation	ICHTTS-IME id. 063021506		PsdA id. 084974929		PPEI id. 085041819	TCH id. 086735376	IA (Ar. 23/08/05)	id. = identifiant de l'indice INSEE
	Date	Valeur	Val. publiée	Val. retenue	Valeur	Valeur	Valeur	
	Réf. *	110,8	cf. feuille PsdA & IME	111,8	101,1	103,5	110,0	
	juil-01	114,4		111,6	101,3	105,3	110,8	
	janv-02	116,0	109,7	109,7	100,3	104,8	109,9	
	juil-02	118,6	110,4	110,4	101,1	106,8	111,2	
	janv-03	120,9	112,3	112,3	102,0	107,8	112,2	
	juil-03	123,3	112,0	112,0	101,7	109,0	112,4	
	janv-04	125,0	113,0	113,0	102,3	109,7	113,1	
	juil-04	127,0	115,5	115,5	104,3	112,3	115,5	** Changement d'indices : PsdA remplacé par "IA"
	janv-05	128,1			105,3	112,6	116,3	
	juil-05	130,1			107,4	116,6	119,3	

Définition de l'indice IA
H4=(0,65*F4/\$F\$11+0,35*G4/\$G\$11)*\$D\$11

* Dernières valeurs connues au 8 juin 2001
selon les **BOCCRF n° 7 et 8 (23 et 24/05/01)**

Actualisation des contrats d'achat	année de demande	Derniers indices connus au 1er janvier		n	Actualisation de début de contrat			Tarifs (c€/kWh) valables en		
	Réf. TV*	ceux de juillet (***) précédent	ICHTTS		PsdA puis IA**	dégressivité	"K"	T/TV	métropole continentale	Corse, DOM & SPM
	2001	juil-00	sans objet	sans objet	0	1,000	1,000	1,000	8,38	9,15
	2002	juil-01	114,4	111,6	0	1,000	1,015	1,015	8,51	9,29
	2003	juil-02	118,6	110,4	1	0,967	1,029	0,995	8,34	9,10
	2004	juil-03	123,3	112,0	2	0,935	1,057	0,989	8,29	9,05
	2005	juil-04	127,0	115,5	3	0,904	1,090	0,985	8,26	9,02
	2006	juil-05	130,1	119,3	4	0,874	1,121	0,980	8,21	8,97

Facteur "K" d'actualisation (art. 3)
G22=0,5*C22/\$C\$20+0,5*D22/\$D\$20
Dégressivité de -3,3%/an
F24=PUISSANCE(1-0,033;E24)
Indexation initiale du contrat
H26=F26*G26

*** Le 8 juin 2001, les derniers indices connus remontaient à janvier (ICHTTS) et février (PsdA) 2001, en retard d'un peu moins de 6 mois. Le même délai (6 mois) est adopté pour définir chaque "dernière valeur connue au 1er janvier de l'année de la demande".

On constate que le tarif 2006 ainsi calculé (8,21 c€/kWh) est cohérent, à 0,1% près, avec les 8,2 c€/kWh de l'arrêté du 10 juillet 2006

Annexe 3

Révision de contrats d'obligation d'achat, préalablement actualisés

	Valeur des indices		Coefficient "L" par rapport à janv-01
	ICHTTS	PsdA puis IA	
juil-00	110,8	111,8	1,00000
janv-01	110,8	112,0	1,00000
juil-01	114,4	111,6	1,01228
janv-02	116,0	109,7	1,01467
juil-02	118,6	110,4	1,02530
janv-03	120,9	112,3	1,03700
juil-03	123,3	112,0	1,04513
janv-04	125,0	113,0	1,05305
juil-04	127,0	115,5	1,06473
janv-05	128,1	116,3	1,07013
juil-05	130,1	119,3	1,08271

La révision s'effectue annuellement au 1er novembre
Nous supposons ici que la révision vaut à partir du 1er
janvier suivant et que la date des dernières valeurs
connues est celle de juillet précédent.

Formule de révision (article 6) :

$$E8 = 0,4 + 0,4 \cdot C8 / SCS5 + 0,2 \cdot D8 / SDS5$$

Année D de demande complète de contrat d'achat	Valeur de "L" par rapport à janv-2001	Coefficient de révision "L", valable pour l'année courante (C) à venir, du tarif initial (actualisé) du contrat signé l'année D							Cas éventuel (?) des parcs de :
		2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	
2000	1,00000	1,00000	1,00000	1,01228	1,02530	1,04513	1,06473	1,08271	Cap Corse (20)
2001	1,00000		1,00000	1,01228	1,02530	1,04513	1,06473	1,08271	Corbières (11)
2002	1,01228			1,00000	1,01286	1,03245	1,05182	1,06957	Névian (11)
2003	1,02530				1,00000	1,01934	1,03846	1,05599	Chamlonge (07)
2004	1,04513					1,00000	1,01876	1,03596	
2005	1,06473						1,00000	1,01688	
2006	1,08271							1,00000	

Quatre exemples de contrat, respectivement signés en :

	tarif initial (c€/kWh)	Tarifs courants, révisés pour les années suivantes					
		2002	2003	2004	2005	2006	
France continentale	2005	8,21				8,21	8,35
	2003	8,34		8,34	8,50	8,66	8,81
Corse, DOM ou St Pierre	2001	8,38	8,48	8,59	8,76	8,92	9,07
	2001	9,15	9,26	9,38	9,56	9,74	9,91

Chamlonge (07)
Névian (11)
Corbières (11)
Cap Corse (20)

Annexe 4

Bénéfice fiscal dû à l'amortissement exceptionnel en douze mois

Pour l'installation de 1 MW, il faut investir : **1150 k€**
 Le tarif de l'Oblig. d'Achat est : 83,8 €/MWh
 Pour un facteur de charge de 2300 heures
 le revenu annuel est donc de: **193 k€/an**
 Les frais d'exploit. estimés à 5 %/an
 s'élèvent donc à : **58 k€/an**
 Revenu annuel avant impôts : **135 k€/an**

Amortissement sur : 1 an						Taux d'actualisation	
						8	5
						Impôt actualisé	
Année	Rapport	Amortis.	R réel	Déficit	Impôts	sur la 1ère année	
1	135	1150	-1015	1015	0	0	0
2	135	0	-880	880	0	0,00	0,00
3	135	0	-744	744	0	0,00	0,00
4	135	0	-609	609	0	0,00	0,00
5	135	0	-474	474	0	0,00	0,00
6	135	0	-339	339	0	0,00	0,00
7	135	0	-203	203	0	0,00	0,00
8	135	0	-68	68	0	0,00	0,00
9	135	0	67	0	0	0,00	0,00
10	135	0	135	0	24	11,76	15,15
11	135	0	135	0	47	21,92	29,06
12	135	0	135	0	47	20,30	27,68
13	135	0	135	0	47	18,80	26,36
14	135	0	135	0	47	17,40	25,10
15	135	0	135	0	47	16,12	23,91
16	0	0	0	0	47	14,92	22,77
Total	2029	1150			308	121	170

Amortissement normal sur : 15 ans				i (%) =		
				8	5	
				Impôt actualisé		
Année	Rapport	Amortis.	R	Impôts	la 1ère année	
1	135	77	59	0	0	0
2	135	77	59	20,50	18,98	19,52
3	135	77	59	20,50	17,58	18,59
4	135	77	59	20,50	16,27	17,71
5	135	77	59	20,50	15,07	16,87
6	135	77	59	20,50	13,95	16,06
7	135	77	59	20,50	12,92	15,30
8	135	77	59	20,50	11,96	14,57
9	135	77	59	20,50	11,08	13,88
10	135	77	59	20,50	10,26	13,21
11	135	77	59	20,50	9,50	12,59
12	135	77	59	20,50	8,79	11,99
13	135	77	59	20,50	8,14	11,42
14	135	77	59	20,50	7,54	10,87
15	135	77	59	20,50	6,98	10,35
16	0	0	0	20,50	6,46	9,86
Total	2029	1150	879	308	175	213

Annexe 5

Statistiques des parcs de plus de 5 ans d'âge
 (issues du "TBSP" publié par l'ADEME sur www.suivi-eolien.com)
 pour juger des "**durées annuelles de fonctionnement de référence**" réelles

Nom du parc	Département	MSI	Puiss. (kW)	Facteur de charge annuel : N / 8760 h (en %)					f _c (h/an) moyenné
				2001	2002	2003	2004	2005	
Tuchan	Aude	2001/12	3000	sans objet	?	34,89	38,51	36,51	3209
Roquetaillade	Aude	2001/11	5280	sans objet	27,62	28,61	28,90	30,31	2528
Corbières	Aude	2001/10	13000	sans objet	?	?	39,26	37,44	3359
Widehem 2	Pas de Calais	2001/10	3750	sans objet	21,55	19,20	18,95	19,66	1688
Widehem 1	Pas de Calais	2000/04	750	17,84					mélange
Plan du Pal	Aude	2001/04	1400	sans objet					
Souleilla	Aude	2000/12	7800	?	?	?	39,20	37,17	3345
Bondues 2	Nord	2000/12	750	**	11,60	8,12	8,17	11,29	858
Plouarzel	Finistère	2000/10	3300	22,55	30,99	22,89	24,04	18,91	2029
Sigean	Aude	2000/05	6600	28,48	32,50	28,03	31,54	30,39	2640
Goulien	Finistère	2000/04	6000	23,04	28,21	23,60	23,46	21,87	2047
Plan du Pal (EDM)	Aude	2000/04	1800	39,56	38,80	34,24	39,56	30,15	3288
Donzère	Drôme	1999/09	3000	29,42 ***	27,19	25,13	26,07	27,95	2297
Sallèles-Limousis	Aude	1998/07	2250	7 éoliennes sur 10 arrêtées					
Bondues 1	Nord	1993/10	80						
Port-La-Nouvelle 2	Aude	1993/09	2000	?	31,48	28,72	32,25	29,20	2664
Port-La-Nouvelle	Aude	1991/?	200						

Ile de Lifou	Nlle Calédonie	2001/12	540	sans objet					
Plat. de la Montagne	Guadeloupe	2000/12	2100						
Ersa	Hte-Corse ****	2000/11	7800	24,41	22,26	25,81	20,57	15,09	1963
Rogliano	Hte-Corse ****	2000/09	4200	23,10	20,71	24,87	19,96	16,43	1862
Morne Constant	Guadeloupe	2000/08	1500						
Petit Canal 1	Guadeloupe	1999/03	2400						
Petite Place	Guadeloupe	1997/10	1380						
Centrale du Souffleur	Guadeloupe	1997/?	540						
f_c moyen continental :									2254
f_c moyen national ***** :									2149

** Cette installation n'a rien produit jusqu'en novembre 2001.

*** Pour l'année 2000, le facteur de charge a été de 25,42 %; la mesure de 2005 ne compte donc pas dans le f_c de référence.

**** Le 3ème site corse, caractérisé par les données ci-après, a enregistré des performances supérieures à celles d'EDF-EN, de 4 à 5 % ..

Aja	Haute-Corse	2003/11	6000	sans objet	sans objet	sans objet	24,65	20,32
-----	-------------	---------	------	------------	------------	------------	-------	-------

***** Ces f_c moyens (pour la France, sans ou avec Corse) sont pondérés au prorata des puissances installées des f_c dûment calculés sur les 5 années de référence, déduction faite des années basse et haute (cases en italiques).

en bleu.

**Ainsi, pour les sites terrestres français,
 les performances enregistrées sont inférieures
 à celles parfois annoncées par SER ou ADEME**

Annexe 6

Détail des dispositions d'indexation des tarifs d'achat des énergies renouvelables

Cette indexation, pour tenir compte de l'augmentation du coût de la vie, s'opère en deux phases :

Actualisation du tarif pour un nouveau contrat d'achat (comme il est d'usage dans un « marché groupé », pour les « ordres d'exécution » successifs) grâce au coefficient « K » :

$$K = 0,5 \cdot \text{ICHTTS1} / \text{ICHTTS1}_0 + 0,5 \cdot \text{IA} / \text{IA}_0$$

Le premier indice est « *l'Indice du Coût Horaire du Travail (Tous Salariés) dans les industries mécaniques et électriques* ». Le second a changé de nature depuis l'arrêté du 23/08/2005 : au départ, il s'agissait de l'indice PsdA des « *Produits et services divers A* », dont la parution par l'INSEE a cessé en juillet 2004. Contentons nous d'indiquer que le ministère de l'industrie a concocté un indice spécifique, composé de l'indice PPEI (Prix à la Production de l'industrie et des services aux Entreprises pour l'ensemble de l'Industrie (marché français)) pour 65% et TCH (services de Transport, Communications et Hôtellerie, cafés, restauration (sic !)) pour 35%. Baptisé « IA », cet indice fut contesté par la Commission de Régulation de l'Energie (on devine un peu pourquoi !) et n'aura pas survécu plus de 2 ans (cf. 3.2.1.1. dans le corps du texte).

Chaque indice figurant au numérateur, ICHTTS1, TCH, PPEI, PsdA ou IA, « *est la dernière valeur connue au 1^{er} janvier de l'année de la demande complète de contrat d'achat* », les indices figurant au dénominateur, ICHTTS1₀, TCH₀, PPEI₀, PsdA₀ ou IA₀, étant « *les dernières valeurs connues à la date de publication du présent arrêté* » au Journal Officiel de la République Française, soit au 22 juin 2001. Quelles étaient les dernières valeurs connues des indices ICHTTS1 et PsdA le 22 juin 2001 ? : l'INSEE ne l'indique pas. Seul recours : le demander à la CRE. On perçoit la difficulté d'autant qu'il faut également connaître, pour chaque contrat, les dernières valeurs des mêmes indices connues au 1^{er} janvier de l'année de la demande dudit contrat.

Dieu merci ! Les évolutions de prix ne sont pas brutales (bien que certaines soient passablement erratiques). Aussi avons nous fait l'hypothèse systématique que le dernier indice connu au 1^{er} janvier d'une année était celui du 1^{er} juillet de l'année précédente.

De la sorte nous avons pu mener à bien ces calculs d'actualisation, détaillé dans la feuille Excel de l'**annexe 2**. On constate que les deux tarifs initiaux de 2001 (8,38 et 9,15 c€/kWh) ont atteint respectivement 8,51 et 9,29 c€/kWh en 2002 (la dégressivité de 3,3% ne jouant pas encore) pour décroître, tout doucement, à **8,21** et **8,97 c€/kWh** en 2006.

Révision du tarif d'achat tout au long d'un contrat donné, grâce au coefficient « L » :

$$L = 0,4 + 0,4 \cdot \text{ICHTTS1} / \text{ICHTTS1}_0 + 0,2 \cdot \text{IA} / \text{IA}_0$$

formule dont les paramètres, et les ambiguïtés sont les mêmes que ceux définissant le coefficient d'actualisation K, à ceci près que les indices figurant au dénominateur, ICHTTS1₀, TCH₀, PPEI₀, PsdA₀ ou IA₀, « *sont les dernières valeurs connues à la date de signature du contrat d'achat* », date évidemment inconnue du *vulgum pecus*. Une originalité supplémentaire : la révision « *s'effectue annuellement au premier novembre* ». C'est toujours deux mois de gagnés ... Passons ! ⁶⁷

⁶⁷ L'arrêté Cochet stipule que « *la date de demande complète de contrat d'achat par le producteur détermine les tarifs applicables à une installation* » (article 3) mais évoque aussi (article 6) « *la date de signature du contrat d'achat* ». Ce ne sont sans doute pas les mêmes dates. Les curieux sont priés de s'armer de courage, ou de s'abstenir.

Annexe 7

Communiqué de presse de la CRE du 22/06/2001 (publié sur <http://www.cre.fr>)

La Commission de Régulation de l'Electricité (CRE) a émis un avis négatif, le 5 juin 2001, sur le tarif de reprise de l'électricité d'origine éolienne.

La CRE considère que le tarif proposé entraîne des rentes indues aux producteurs éoliens qui se traduiront par une augmentation significative des prix de l'électricité en France, et représente un moyen exagérément coûteux pour la collectivité d'atteindre l'objectif de développement de la filière que s'est fixé le gouvernement.

Les pouvoirs publics ont annoncé que l'énergie éolienne serait rachetée à un prix de 55 centimes /kWh pendant les cinq premières années, et en moyenne, de 48 centimes /kWh pendant 15 ans. Le droit applicable prévoit que les conditions d'achat doivent prendre en compte les coûts évités aux acheteurs, ainsi que la contribution aux objectifs suivants : l'indépendance et la sécurité d'approvisionnement, la qualité de l'air, la lutte contre l'effet de serre, la gestion optimale et le développement des ressources nationales, la maîtrise de la demande d'énergie, la compétitivité de l'activité économique, la maîtrise des choix technologiques d'avenir et l'utilisation rationnelle de l'énergie.

La CRE a retenu une estimation raisonnable des bénéfices attendus du développement de la filière éolienne au regard de ces éléments. Sur ces fondements, la CRE considère que le prix proposé pour la reprise de l'électricité est significativement trop élevé, même en prenant un cycle combiné au gaz comme référence, et en ne tenant que partiellement compte du caractère aléatoire de la production éolienne. Ce montant est, par ailleurs, largement supérieur aux coûts réels de la filière éolienne constatés en France et dans d'autres pays, européens ou d'Amérique du Nord (les appels d'offres menés ces dernières années ont révélé des prix de l'ordre de 30 à 25 centimes/kWh).

L'obligation d'achat sera financée par tous les consommateurs d'électricité. Si un programme de 10 000 MW est réalisé, l'augmentation du prix de chaque kWh pourra atteindre 3% pour les particuliers et 15% pour les industriels. Ce surcoût aurait pu être diminué d'environ un tiers avec des prix de reprise plus conformes aux prix actuels du marché des éoliennes. Dans son avis, accessible sur www.cre.fr, la CRE observe que le tarif proposé par le gouvernement conduit à des rentabilités internes garanties pouvant dépasser souvent 20% après impôt pour les exploitants d'éoliennes, qui peuvent, de plus, bénéficier de subventions des collectivités locales.

Pour atteindre les objectifs de développement éolien que le gouvernement s'est fixé, la CRE recommande le recours aux appels d'offres, qui révèlent les prix réels et permettent d'ajuster l'implantation et le volume de la production, tout en évitant de créer des rentes injustifiées. La CRE rappelle également que ce dispositif doit être conforme à la réglementation communautaire des aides d'Etat et, à ce titre, être notifié à la Commission européenne préalablement à son entrée en vigueur.

Créée le 24 mars 2000, la CRE a pour principale mission de veiller au fonctionnement régulier du marché de l'électricité dans l'intérêt des consommateurs et à l'absence de toute discrimination, subvention croisée ou entrave à la concurrence. A ce titre, elle assure un accès équitable et transparent aux réseaux de transport et de distribution d'électricité.

Annexe 8

J.O n° 171 du 26 juillet 2006 page 11131 texte n° 20

Décrets, arrêtés, circulaires Textes généraux Ministère de l'économie, des finances et de l'industrie Industrie

Souligné : les modifications ou ajouts **essentiels** apportés par rapport à l'arrêté du 8 juin 2001
(et de brefs commentaires sur ces évolutions figurent en italiques, entre parenthèses)

Arrêté du **10 juillet 2006** fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations utilisant l'énergie mécanique du vent telles que visées au 2° de l'article 2 du décret n° 2000-1196 du 6 décembre 2000

NOR: INDI0607865A

Le ministre de l'économie, des finances et de l'industrie et le ministre délégué à l'industrie,

Vu la loi n° 2000-108 du 10 février 2000 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité, notamment son article 10 ;

Vu la loi n° 2005-781 du 13 juillet 2005 de programme fixant les orientations de la politique énergétique, notamment son article 76 ;

Vu le décret n° 2000-1196 du 6 décembre 2000 fixant par catégorie d'installations les limites de puissance des installations pouvant bénéficier de l'obligation d'achat d'électricité, notamment son article 2 ;

Vu le décret n° 2001-410 du 10 mai 2001 modifié relatif aux conditions d'achat de l'électricité produite par des producteurs bénéficiant de l'obligation d'achat, notamment son article 8 ;

Vu l'avis du Conseil supérieur de l'électricité et du gaz en date du 30 mai 2006 ;

Vu l'avis de la Commission de régulation de l'énergie en date du **29 juin 2006**,

Arrêtent :

Article 1

Le présent arrêté fixe les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations utilisant l'énergie mécanique du vent telles que visées au 2° de l'article 2 du décret du 6 décembre 2000 susvisé. Ces installations sont de deux types :

1° Les installations utilisant l'énergie mécanique du vent situées à terre :

2° Les installations utilisant l'énergie mécanique du vent situées sur le domaine public maritime ou dans la zone économique exclusive. (l'offshore n'était pas traité en 2001)

Article 2

L'installation du producteur est décrite dans le contrat d'achat, qui précise ses caractéristiques principales :

1. Nombre et type de générateurs ;
2. Puissance maximale installée ;
3. Nombre et longueur des pales ;
4. Puissance active maximale de fourniture (puissance maximale produite par l'installation et fournie à l'acheteur) et, le cas échéant, puissance active maximale d'autoconsommation (puissance maximale produite par l'installation et consommée par le producteur pour ses besoins propres) ;
5. Productibilité moyenne annuelle estimée (quantité d'énergie que l'installation est susceptible de produire en moyenne sur une période d'un an) ;
6. Fourniture moyenne annuelle estimée (quantité d'énergie que le producteur est susceptible de fournir à l'acheteur en moyenne sur une période d'un an) et, le cas échéant, autoconsommation moyenne annuelle estimée (quantité d'énergie que le producteur est susceptible de consommer pour ses besoins propres en moyenne sur une période d'un an) ;
7. Point de livraison ;
8. Tension de livraison.

Article 3

La date de demande complète de contrat d'achat par le producteur détermine les tarifs applicables à une installation. Cette demande est considérée comme étant complète lorsqu'elle comporte la copie de la lettre de notification mentionnée à l'article R. 421-12 du code de l'urbanisme, ainsi que les éléments définis à l'article 2 du présent arrêté, à l'exception du point 3.

Si la demande complète de contrat d'achat est effectuée en 2006, les tarifs applicables sont ceux de l'annexe du présent arrêté.

Si la demande complète de contrat d'achat est effectuée après le 31 décembre 2006, les tarifs applicables sont ceux de l'annexe du présent arrêté indexés par application du coefficient K défini ci-après.

Si la demande complète de contrat d'achat est effectuée après le 31 décembre 2007, les tarifs applicables sont ceux de l'annexe du présent arrêté indexés au 1er janvier de l'année de la demande par application du coefficient $(0,98)^n \times K$, où K est défini ci-après et n est le nombre d'années après 2007 (n = 1 pour 2008) :

$$K = 0,5.ICHTTS1/ ICHTTS1_0 + 0,5.PPEI/ PPEI_0$$

(2 modifications : le coeff. de dégressivité était 0,967 ; remplacement de l'ex-PsdA par le PPEI)

formule dans laquelle :

1° ICHTTS1 est la valeur définitive de la dernière valeur connue au 1er janvier de l'année de la demande de l'indice du coût horaire du travail (tous salariés) dans les industries mécaniques et électriques ;

2° PPEI est la valeur définitive de la dernière valeur connue au 1er janvier de l'année de la demande de l'indice des prix à la production de l'industrie et des services aux entreprises pour l'ensemble de l'industrie (marché français) ;

3° ICHTTS10 et PPEI0 sont les valeurs définitives (?) des dernières valeurs connues à la date de publication du présent arrêté.

Article 4

Peut bénéficier d'un contrat d'achat aux tarifs définis dans les conditions indiquées à l'article 3 ci-dessus, dans la mesure où elle respecte à la date de signature du contrat d'achat les conditions des décrets du 6 décembre 2000 et du 10 mai 2001 susvisés, une installation mise en service pour la première fois après la date de publication du présent arrêté et dont les éléments principaux (pales, multiplicateur, générateur électrique) n'ont jamais produit d'électricité à des fins d'autoconsommation ou dans le cadre d'un contrat commercial.

Pour les installations mentionnées au 1° de l'article 1er, le contrat d'achat est conclu pour une durée de 15 ans à compter de la mise en service industrielle de l'installation. Pour les installations mentionnées au 2° de l'article 1er, le contrat d'achat est conclu pour une durée de 20 ans à compter de la mise en service industrielle de l'installation. Dans tous les cas, cette mise en service doit avoir lieu dans un délai de 3 ans à compter de la demande complète de contrat d'achat par le producteur. En cas de dépassement de ce délai, la durée du contrat d'achat est réduite d'autant, en commençant par la première période de dix (au lieu de 5) années mentionnée à l'annexe du présent arrêté.

(plus de rétroactivité jusqu'au 11/02/01 ni de « deuxième contrat annexe 2 », abrogé le 26/03/03)

Article 5

Un producteur qui a déposé une demande complète de contrat d'achat sur la base de l'arrêté du 8 juin 2001 fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations utilisant l'énergie mécanique du vent telles que visées au 2° de l'article 2 du décret n° 2000-1196 du 6 décembre 2000 pour une installation dont la mise en service n'est pas intervenue à la date de publication du présent arrêté peut déposer une nouvelle demande de contrat d'achat sur la base du présent arrêté. Cette dernière demande annule et remplace la précédente demande (mais plus de « contrat annexe 2 », abrogé le 26/03/03).

Article 6 (tout nouvel article)

Une installation utilisant l'énergie mécanique du vent située à terre mise en service avant la date de publication du présent arrêté, ou qui a déjà produit de l'électricité à des fins d'autoconsommation ou dans le cadre d'un contrat commercial, et qui n'a jamais bénéficié de l'obligation d'achat, peut bénéficier d'un contrat d'achat aux tarifs définis dans les conditions indiquées à l'article 3 ci-dessus et multipliés par le coefficient S défini ci-après :

S = (15 - N)/15 si N est inférieur à 15 ans ;

S = 1/15 si N est supérieur ou égal à 15 ans,

où N est le nombre d'années, entières ou partielles, comprises entre la date de mise en service industrielle de l'installation et la date de signature du contrat d'achat.

Le producteur fournit à l'acheteur une attestation sur l'honneur précisant la date de mise en service de l'installation. Le producteur tient les justificatifs correspondants (factures d'achat des composants, contrats d'achat, factures correspondant à l'électricité produite depuis la mise en service) à la disposition de l'acheteur.

Article 7 (quasi identique à l'ex-article 6 de 2001)

Chaque contrat d'achat comporte les dispositions relatives à l'indexation des tarifs qui lui sont applicables. Cette indexation s'effectue annuellement au 1er novembre de chaque année par l'application du coefficient L défini ci-après :

$$L = 0,4 + 0,4 \cdot \text{ICHTTS1} / \text{ICHTTS1}_0 + 0,2 \cdot \text{PPEI} / \text{PPEI}_0$$

(remplacement de l'ancien indice PsdA, supprimé en juillet 2004 par le PPEI)

formule dans laquelle :

1° ICHTTS1 est la valeur définitive de la dernière valeur connue au 1er novembre de chaque année de l'indice du coût horaire du travail (tous salariés) dans les industries mécaniques et électriques ;

2° PPEI est la valeur définitive de la dernière valeur connue au 1er novembre de chaque année de l'indice des prix à la production de l'industrie et des services aux entreprises pour l'ensemble de l'industrie (marché français) ;

3° ICHTTS0 et PPEI0 sont les valeurs définitives des dernières valeurs connues à la date de prise d'effet du contrat d'achat.

Article 8 *(nouvel article)*

Le présent arrêté est applicable à Mayotte.

Article 9 *(nouvel article)*

Sans préjudice de son application aux contrats d'achat en cours à la date de publication du présent arrêté et sous réserve des dispositions de l'article 5, l'arrêté du 8 juin 2001 fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations utilisant l'énergie mécanique du vent telles que visées au 2° de l'article 2 du décret n° 2000-1196 du 6 décembre 2000 est abrogé.

Article 10

Le directeur de la demande et des marchés énergétiques [c'est-à-dire F. Jacq !] est chargé de l'exécution du présent arrêté, qui sera publié au Journal officiel de la République française.

Fait à Paris, le **10 juillet 2006**.

Le ministre délégué à l'industrie,

**Pour le ministre et par délégation : Le directeur de la demande et des marchés énergétiques,
F. Jacq**

Le ministre de l'économie, des finances et de l'industrie,

**Pour le ministre et par délégation : Le directeur de la demande et des marchés énergétiques,
F. Jacq**

ANNEXE

TARIFS MENTIONNÉS À L'ARTICLE 3 DE L'ARRÊTÉ

L'énergie électrique active fournie par le producteur est facturée à l'acheteur sur la base des tarifs ci-dessous, exprimés en c€/kWh hors TVA.

1° Durée annuelle de fonctionnement :

La durée annuelle de fonctionnement est définie comme le quotient de l'énergie produite pendant une année par la puissance maximale installée.

2° Durée annuelle de fonctionnement de référence :

A l'issue de chacune des dix (au lieu de 5) premières années de fonctionnement de l'installation, la durée annuelle de fonctionnement est calculée conformément au 1°. La durée annuelle de fonctionnement de référence correspond à la moyenne des huit (au lieu de 3) durées annuelles médianes calculées précédemment (c'est-à-dire en éliminant la durée annuelle la plus forte et la durée annuelle la plus faible).

3° Tarifs :

Le tarif applicable à l'énergie active fournie est égal à T, défini selon les modalités ci-dessous.

(suppression du cas « B. » d'une puissance globale installée > 1500 MW, en et hors métropole)

Pour les installations visées au 1° de l'article 1er implantées en métropole (y compris la Corse, auparavant assimilée à St Pierre et Miquelon et DOM), T est défini dans le tableau ci-dessous :

Durée annuelle de fonctionnement de référence	T pour les 10 (<u>au lieu de 5</u>) premières années (c€/kWh)	T pour les 5 (<u>au lieu de 10</u>) années suivantes (c€/kWh)
2400 heures et moins	<u>8,2</u>	<u>8,2</u>
Entre 2400 et 2800 heures	<u>8,2</u>	Interpolation linéaire
2800 heures	<u>8,2</u>	<u>6,8</u>
Entre 2800 et 3600 heures	<u>8,2</u>	Interpolation linéaire
3600 heures et plus	<u>8,2</u>	<u>2,8</u>

(Les durées annuelles et tarifs-charnières pour les interpolations étaient respectivement, en 2001: 2000 et 8,38 ; 2600 et 5,95 ; 3600 et 3,05.)

Pour les installations visées au 1° de l'article 1er implantées dans les départements d'outre-mer, dans la collectivité territoriale de Saint-Pierre-et-Miquelon et à Mayotte (hors Corse, donc) T = 11 c€/kWh (avant le CSEG, c'était 10).

(De dégressifs au bout de 5 ans en fonction du vent, les tarifs deviennent fixes sur les 15 ans du contrat ...)

Pour les installations visées au 2° de l'article 1er (l'offshore non traité en 2001), T est défini dans le tableau ci-dessous :

Durée annuelle de fonctionnement	T pour les 10 premières années (c€/kWh)	T pour les 10 années suivantes (c€/kWh)
2800 (2500) heures et moins	13	13
Entre 2800 et 3200 heures	13	Interpolation linéaire
3200 (2900) heures	13	9
Entre 3200 et 3900 heures	13	Interpolation linéaire
3900 (3600) heures et plus	13	3

(les valeurs barrées, et entre parenthèses, étaient celles figurant au projet soumis à la CSE du 30 mai)

(Suppression, pour le terrestre métropolitain comme pour l'offshore, et a fortiori pour les DOM et St Pierre et Miquelon, de tout abattement destiné à contrer les « tricheries » éventuelles sur les durées annuelles de référence ...)

(Suppression des tarifs de deuxième contrat « annexe 2 », à 4,42 et 5,95 c€/kWh, appelés par l'ex-article 5)

Annexe 9

Fin (pages 13 et 14) de l'avis de la CRE sur le projet d'arrêté ...
--

[...]

VI. - AVIS DE LA CRE

Le tarif proposé augmente substantiellement par rapport au tarif actuellement en vigueur.

Analyse du gain pour la collectivité

Que l'énergie éolienne se substitue à celle produite par une centrale nucléaire, une centrale au gaz fonctionnant en cycle combiné ou une centrale au charbon de technologie moderne, le tarif d'achat proposé est très supérieur à la somme des coûts et externalités environnementales évités, ainsi que des autres contributions supposées aux objectifs de la loi.

En Corse et dans les DOM, où une part importante de la production d'électricité est assurée par des centrales au charbon et au fuel de faible puissance, relativement coûteuses et polluantes, le développement de la production éolienne pourrait représenter une économie dès aujourd'hui, tout en réduisant le coût de la péréquation tarifaire dans ces zones. Cependant, la CRE considère que les dispositifs fiscaux spécifiques qui s'ajoutent au tarif applicable dans les DOM réduisent les gains que la collectivité devrait retirer du développement de la filière dans ces zones.

Du fait des caractéristiques du parc de production national, la production éolienne ne contribuera que marginalement à la réduction des émissions françaises de gaz à effet de serre et à l'amélioration de la qualité de l'air dans la prochaine décennie. A cet égard, il convient de noter que les pays les plus volontaristes dans le développement de cette filière sont dotés d'une large proportion de centrales au charbon, de conception ancienne, relativement polluantes et peu performantes. Malgré un développement considérable de l'éolien, leur secteur énergétique reste de ceux dont l'impact environnemental est des plus conséquents en Europe.

Analyse de la rentabilité

Le tarif proposé est très supérieur aux estimations de coûts de revient de la filière. Son augmentation a plus que compensé l'augmentation des coûts intervenue depuis 2001, sous l'effet de la demande mondiale entretenue par la généralisation des dispositifs de soutien et de la spéculation foncière pour l'appropriation des sites les plus favorables. Ce tarif s'ajoute à des dispositifs fiscaux très favorables. Il en résulte une rentabilité très importante, de l'ordre de 20 à 40 % par an, après impôts, garantie sur 15 ans, pour des sites moyennement ventés.

Dans ces conditions, la CRE considère que l'obstacle au développement de l'éolien, en France, n'est pas d'ordre tarifaire. Le tarif proposé pourrait être diminué de 6 % minimum pour une installation fonctionnant 2 400 h/an en équivalent pleine puissance et de 10 % pour une installation fonctionnant 2 600 h/an.

Enfin, une meilleure organisation des modalités d'implantation et des objectifs de développement prenant en compte les difficultés d'acceptation de la filière permettraient de contenir les coûts et d'assurer un service public performant.

Conséquences sur les charges de service public

Dans l'hypothèse d'un développement de la filière conforme aux objectifs fixés par le Gouvernement à travers la programmation pluriannuelle des investissements présentée au Parlement en juin 2006, l'impact du tarif proposé sur les charges de service public serait de 1 à 2,5 milliards d'euros par an en 2015, soit une augmentation de 2 à 6 €/MWh de la contribution unitaire, actuellement fixée à 4,5 €/MWh. Une telle hausse contraindrait à modifier le plafond des charges de service public actuellement fixé à 7 % du tarif « bleu base ». A cet égard, la CRE souligne le manque de cohérence de la législation actuelle qui plafonne le montant global alloué à la compensation des charges de service public, mais ne permet pas de maîtriser l'évolution de ces charges.

S'y ajouteront les conséquences financières des aléas de production. Dans la perspective d'un développement massif de la filière, la CRE demande que les producteurs soient, individuellement ou collectivement, financièrement responsables de leur périmètre d'équilibre.

Au vu de l'ensemble des éléments qui précèdent, la Commission de régulation de l'énergie considère que le tarif proposé, qui s'ajoute à l'ensemble des dispositifs fiscaux en vigueur, représente un soutien disproportionné à la filière éolienne au regard du bénéfice attendu. Compte tenu des conditions de marché, il occasionne, pour les investisseurs, une rentabilité très supérieure à ce qui serait nécessaire pour susciter l'investissement dans ces moyens de production et représente un moyen très coûteux pour la collectivité d'atteindre les objectifs de développement assignés par la loi du 13 juillet 2005.

La commission émet, en conséquence, un avis défavorable sur ce projet d'arrêté.

Afin d'assurer un service public performant, elle souligne la nécessité d'adapter le rythme et les objectifs de développement de la filière à la capacité d'acceptation locale et recommande, pour cette filière, le recours exclusif aux appels d'offres.

Fait à Paris, le **29 juin 2006**.

Pour la Commission de régulation de l'énergie :
Le président,
P. DE LADOUCKETTE

Annexe 10

Alain Gouriou (15-03-2006)

Garantie de puissance de l'électricité d'origine éolienne entre 2005 et 2015.
Comparaison des approches française (RTE) et allemande (DENA, l'ADEME d'outre-Rhin)

Situation en Allemagne

Situation 2003

En 2003 la puissance installée est de 14 500 MW pour une production annuelle de 23 500 GWh, soit un facteur de charge de 18.5% ou 1 620 heures de fonctionnement à pleine puissance. La puissance moyenne de 2 683 MW, la puissance minimale « garantie » était comprise entre 890 MW (en été) et 1 250 MW (en hiver) soit entre 6 et 9 % de la capacité maximale. Bien entendu, les « autres moyens de production » se chargent de pallier ces faiblesses pour assurer la fourniture des consommateurs (d'où le stress dans les salles de commande des réseaux, témoignage rapporté par l'article du *Spiegel*). La réserve de puissance supplémentaire (*balancing of power*) assurée par les autres moyens de production a été de 2 000 MW durant une journée. Comme en France, il y a obligation d'achat de l'énergie éolienne par les opérateurs, la puissance des autres moyens de production a du être réduite de 1 900 MW une journée dans l'année, ce que DENA appelle la « *réserve négative de puissance* », ce qui est un bel euphémisme pour caractériser un aléa.

Situation 2015

Pour la projection 2015, DENA se base sur une puissance installée de 36000 MW (eh oui !) avec 26 200 MW en *onshore* et 9 800 MW en *offshore*. DENA annonce une production annuelle de 77 200 GWh, soit un facteur de charge de 24% avec 19.5% pour l'*onshore* et 38% pour l'*offshore* cet écart étant lié à une plus grande régularité des vents en mer. La puissance moyenne ou puissance substituée est de 8 812 MW. La puissance « *garantie* » avec une probabilité de 99% est comprise entre 2100 MW en hiver et 1800 MW en été soit au maximum 6 % de la puissance installée. Pour pallier ces aléas, DENA estime qu'une réserve de puissance (*balancing of power*) assurée par les moyens de production classiques de 7 000 MW est nécessaire. On peut noter que ces 7 000 MW représentent presque l'écart entre la puissance moyenne de 8 600 MW et la puissance « *garantie* » de 1 800 MW. En cas de vent soutenu, on estime que les moyens classiques de production devront abaisser leur puissance de quelque 5 500 MW (réserve négative de puissance).

Situation en France

Dans le cadre de la préparation de la Programmation Pluriannuelle des Investissements de production électrique 2006-2015, RTE gestionnaire du réseau électrique français a publié en 2005 un rapport « Bilan prévisionnel de l'équilibre offre-demande » jusqu'à l'horizon 2015. Le rapport paru en 2005 était une réactualisation d'un premier rapport paru en 2003.

La puissance éolienne installée en début 2005 est de 400 MW environ. La prévision retenue par RTE est de 10 000 MW en 2010, essentiellement en *onshore* (entre 0,5 et 1 MW en *offshore*). RTE prend en compte un fonctionnement annuel de 2 320 heures à l'équivalent pleine puissance (23,2 TWh), soit un facteur de charge de 26.5% alors que l'Allemagne ne prévoit que 19.5% pour l'*onshore*. La puissance moyenne correspondante est de 2 650 MW. L'étude RTE met en avant le fait que les gisements de vent sont situés sur trois façades maritimes (Manche - Mer du Nord, Bretagne - Atlantique et Méditerranée) non corrélées, ce qui favorise le foisonnement de la production éolienne si les parcs sont répartis de façon homogène. La situation de la France est de ce point de vue assez semblable à celle de l'Espagne, contrairement à l'Allemagne dont les éoliennes sont concentrées pour l'essentiel sur la façade Mer du Nord – Baltique. On estime que la baisse de puissance éolienne entre deux jours consécutifs pourra atteindre, en hiver, 2 000 MW un jour sur dix et 4 000 MW un jour sur cent, soit en moyenne une fois par hiver. Ces valeurs sont observées comme étant du même ordre de grandeur que les fluctuations journalières de consommation provoquées par l'aléa de température. Mais un aléa de production peut-il être

exonéré de son péché originel par un aléa de consommation, d'amplitude équivalente mais de signe opposé ?

Dans son premier rapport de 2003, RTE avait analysé le problème lié à la garantie de puissance de l'éolien, point essentiel quand on est gestionnaire de réseau, cette contribution minimale « *garantie* » permettant d'économiser des créations de nouvelles capacités sur d'autres filières. De façon prudente, il était annoncé « *que les niveaux de puissance garantie devront être associés à des niveaux de probabilité. Par exemple on pourra peut-être disposer de 15% de la capacité installée avec une probabilité de 90%* ». Ce chiffre est à rapprocher de l'estimation DENA : 6% avec une probabilité de 99%. Des études complémentaires menées en 2003-2004 devaient permettre « *d'évaluer d'une façon statistiquement mieux fondée un niveau de puissance qui pourrait être garanti avec une bonne probabilité* ». Il était dit aussi que « *la compensation permanente des irrégularités de la production éolienne dans l'exploitation du système électrique imposera la constitution de réserves plus importantes qu'aujourd'hui* ». Evidemment rien n'était chiffré, il faut être prudent et ne pas donner de chiffres qui engagent !

Ceci posé, il est intéressant de se pencher sur le rapport DENA 2005. Curieusement, on ne parle plus de puissance garantie associée à un niveau de probabilité, mais plutôt de « *puissance substituée, définie comme la puissance d'un moyen de production conventionnel qui peut être substituée par un parc éolien pour un même niveau de qualité de fourniture, caractérisé par une durée annuelle moyenne de défaillance égale à trois heures par an* ». Pour 10 000 MW installé, cette valeur est estimée par RTE à 25% ; comme on le voit, on est très proche du facteur de charge.

Cette nouvelle approche est basée sur la prise en compte de l'ensemble des moyens de production devant faire face à la demande. La différence entre production disponible et demande (la marge) doit rester positive dans la quasi-totalité des situations : la défaillance acceptable, pour RTE, est d'une durée moyenne de trois heures par an. Voici quelques éléments de la démonstration :

- on considère deux groupes thermiques de 1 600 MW avec une probabilité de panne de 3% chacun. Cet ensemble a une espérance moyenne (de fourniture de puissance) de 3 104 MW avec un écart-type de 386 MW ;
- on considère un parc d'éoliennes de 10 000 MW, son espérance moyenne (de fourniture de puissance) en hiver est d'environ 3100 MW avec un écart-type de 1 500 MW ;
- la marge du système électrique français présente lors des pointes hivernales un écart-type élevé, de l'ordre de 6 000 MW, du fait de sa sensibilité aux températures extérieures. Cette sensibilité est de 1 500MW par degré (elle s'explique par l'importance du chauffage électrique en France) ;
- on considère que les aléas de température et les aléas sur les vitesses du vent sont indépendants tout comme la disponibilité des groupes thermiques. De ce fait les variances (carrés des écarts-type) s'ajoutent et l'écart-type de marge est accru de 185 MW en raison de l'aléa éolien.

Cette analyse de RTE a été reprise dans le rapport PPI : « *les réserves de sécurité requises en hiver la veille pour le lendemain augmenteraient seulement de quelques centaines de MW en présence de 10 000 MW éolien* » et la présentation de la PPI par la DGEMP annonçait que l'aléa éolien augmente de 20% le besoin en réserve tertiaire, soit 600 MW pour une réserve de 3 000 MW.

Remarques

Dans sa dernière étude, RTE n'a pas voulu parler de puissance garantie et, par ce que j'appellerai un « *tour de passe-passe* » de calcul statistique, il arrive à proposer, pour 10 000 MW d'éolien installé, une réserve de puissance supplémentaire de 200 MW alors que DENA prévoit 1300 MW pour une même puissance installée.

On peut remarquer qu'à l'aléa de consommation, l'éolien ajoute un aléa de production et RTE avance le postulat que les deux ne sont pas corrélés. On rejette sans doute dans le risque résiduel, les situations telles que l'hiver 1956, où un anticyclone sibérien avait régné sur toute l'Europe de l'Ouest pendant trois semaines : les oliviers gelaient en Provence, la Seine et les rivières bretonnes étaient prises de glace et il n'y avait pas un souffle de vent.

On dit que la France et l'Espagne ont des régimes de vent comparables. Pourtant pendant la vague de froid de mars 2005, la fourniture éolienne espagnole était égale à 8% de la puissance installée soit une valeur proche du minimum allemand. J'ai tendance à penser qu'aléa de température et régime de vent ne sont pas corrélés sauf pendant les grandes vagues de froid (sous mon

anticyclone sibérien). Et RTE pourra alors annoncer que l'on est dans la situation « *des trois heures moyennes de coupure annuelles* », qui seront tournantes pour que tout le monde puisse en profiter (ou, plutôt, pour que ledit critère moyen ne soit pas emplatonné !).

Annexe 11

Extrait de l'arrêté PPI du 7 juillet 2006

ANNEXE : OBJECTIFS DE DEVELOPPEMENT DU PARC DE PRODUCTION ELECTRIQUE

Les tableaux 1 et 2 ci-dessous indiquent la puissance supplémentaire à mettre en service, par énergie primaire, entre la date de publication du présent arrêté et le 31 décembre 2015.

Le tableau 1 fixe les objectifs de puissance, par source d'énergie primaire renouvelable, visant à assurer le développement de ces énergies à un rythme compatible avec l'objectif accepté par la France dans le cadre de la directive 2001/77/CE susvisée que 21 % de la consommation intérieure brute d'électricité soit d'origine renouvelable à l'horizon 2010. Les définitions retenues pour les énergies renouvelables sont celles fixées par la directive. [...]

Energies primaires, renouvelables et non renouvelables (fossiles, fissiles et hydraulique)	Objectif 2010 (MW)	Objectif 2015 * (MW)	
Energies renouvelables, hors éolien et H ₂ O : biogaz, biomasse, déchets ménagers et assimilés, géothermie, solaire photovoltaïque.	1550	3250	20250
Eolien : - à terre - en mer	13500 - 12500 - 1000	17000 - 13000 - 4000	
Gaz naturel	1000	3000	
Produits pétroliers	500	3100	6100
Nucléaire		1600	1600

** Les valeurs retenues pour les objectifs 2015 comprennent celles retenues pour 2010.*

NB : nous n'avons pas retenu dans ce tableau (synthèse des tableaux 1 et 2 de l'arrêté PPI officiel) :

- l'*hydraulique* (y compris marémotrice et houlomotrice, hors pompage), chiffrée dans la PPI à raison de 500 et 2000 MW, car il est plus que vraisemblable que ces investissements ne feront que compenser les pertes de productibilité des ouvrages existants, induites par la Loi sur l'Eau et les Milieux Aquatiques ;

- non plus que l'*hydraulique* (production résultant de transferts d'énergie par pompage) dont la mention dans ce tableau se justifie par sa contribution à l'équilibre, à la pointe, des puissances appelées et produites. En termes de production (en TWh), cette hydraulique n'aurait pas sa place, car elle consomme évidemment plus qu'elle ne produit.

Annexe 12

SONDAGES sur les ENERGIES RENOUVELABLES

[44] Les Français et l'énergie : baromètre d'opinion
(repris par Enerpresse du **18 janvier 2005**)

A la demande de l'Observatoire de l'Energie, le **Credoc** a réalisé en **juin 2004** une enquête auprès d'un échantillon représentatif de 2 013 personnes âgées de plus de 18 ans et plus sélectionnées selon la méthode des quotas. Le premier thème abordé, celui de l'électricité d'origine renouvelable, a fait l'objet de la question suivante : « *Seriez-vous prêt à accepter une augmentation de votre facture d'électricité si vous aviez l'assurance que toute l'électricité que vous consommez soit produite à partir d'énergies renouvelables* ».

Alors que de 1999 à 2002, la population était relativement partagée sur ce sujet, le basculement opéré en 2003 (59% des enquêtés auraient accepté une augmentation de leur facture d'électricité pour bénéficier d'une électricité « verte ») se confirme en 2004 (54%), bien qu'un peu émoussé.[...] La hausse de prix que chacun est prêt à consentir est relativement modérée : parmi les 54% de la population qui en accepteraient le principe, plus des trois quarts (78%) souhaitent une hausse inférieure à 5%. [...]

[114] 91% des Français sont favorables à l'éolien (sondage Louis Harris)
(repris par Enerpresse du **2 mai-2005**)

A la demande de Rhônealpennergie-Environnement (RAEE) [...], ce sondage intervient à quelques jours de la reprise, ce lundi 2 mai 2005, au Sénat, de la discussion parlementaire sur le PLOE, [...] indique le Syndicat des Energies Renouvelables (SER) dans un communiqué.

Les résultats font ressortir un plébiscite de la quasi-totalité des Français, commente le SER. [...] Ainsi, le paysage, qui constitue souvent le dernier argument pour s'opposer à l'utilisation de l'énergie du vent, ne représente pas un handicap aux yeux de la majorité des Français. La question de la taille des parcs éoliens a été posée également [...] mais rien, semble-t-il, sur les aspects économiques⁶⁸.

[158] Les Français de plus en plus favorables au développement des EnR
(« La Lettre de l'ADEME », n° 105 de **septembre 2005**)

Un sondage montre que la notoriété des énergies renouvelables a sensiblement progressé en 2005 dans l'opinion publique française

Réalisé en **mai 2005** à la demande de l'ADEME, le **sondage Louis Harris** est sans équivoque : 99% des Français sont favorables au développement des énergies renouvelables. [...] Les atouts des énergies renouvelables ont progressé [par rapport à 2004] chaque fois qu'il est question d'indépendance énergétique (+ 2 points), de maintenir le prix de l'électricité dans son état actuel (+ 2 points) ou de contenir le recours aux énergies fossiles (+ 3 points). D'autres avantages ont été spontanément cités, notamment leur coût avantageux et le fait qu'elles sont inépuisables. [...]

[265b] Les Français estiment que l'énergie nucléaire ne peut répondre aux enjeux énergétiques
(relayé par l'AMF (Association des Maires de France) le **28 juillet 2006**)

« 84% des Français plébiscitent plutôt les énergies alternatives et 77% les économies d'énergie, selon un sondage [...] commandé quelques jours avant la fin, lundi soir, de l'enquête publique concernant le futur réacteur EPR [et] réalisé par l'institut BVA pour « Agir pour l'environnement ». Un sondage qui montre aussi que moins d'un Français sur trois pense que l'énergie nucléaire peut répondre aux enjeux énergétiques. Par ailleurs, 54% des sondés estiment qu'il n'est pas normal d'investir 3 milliards d'euros dans la construction d'une nouvelle centrale nucléaire. Et 80% sont même favorables à l'organisation d'un référendum sur la sortie du nucléaire [...]

⁶⁸ Faux ! Sur www.ser.fr, rubrique « colloque 2004 » est publiée une note de synthèse relative audit sondage où il est dit que « la question des coûts est relativement confuse [...] Le coût apparaît à la fois comme un avantage (38% des interviewés) et comme un inconvénient (31% des interviewés). [...] Il n'en reste pas moins que des éclaircissements semblent nécessaires. [...] ». Pour sûr, d'où la présente étude, s'agissant du coût pour les consommateurs, bien sûr.

Annexe 13

Le seuil du 1500^{ème} MW installé

Comme on l'a vu, l'essentiel du débat entre les tenants de l'éolien et l'administration a tourné autour d'un possible changement tarifaire dès lors que 1500 MW auraient été installés, induisant une baisse de 5 à 12 % (selon la fréquence de vent du site considéré : voir **annexe 1**).

Rencontré à Sophia Antipolis le 11 mars 2005 [87], l'expert éolien de l'ADEME est revenu « *sur les conditions de sortie, en juin 2001, du décret fixant les tarifs d'OA (obligation d'achat), accusant les services du ministère de l'Industrie d'avoir, au dernier moment et en dépit d'une longue mise au point préalable avec le syndicat SER, ajouté une clause « assassine » prévoyant un abaissement des tarifs au-delà du 1500^{ème} MW installé.* ». Ignorant tout des conditions de la négociation entre le MINEFI et le lobby éolien, IED n'a pas remis en cause cette explication, qui lui a paru plausible.

Entre les éditions de septembre 2005 et mai 2006, les auteurs du rapport IED ont pris connaissance de l'avis et du communiqué de la CRE, des 5 et 22 juin 2001⁶⁹. Et ce n'est pas sans surprise qu'ils purent lire dans l'avis signé par Mr Syrota que « *la tranche bonifiée de 1500 MW devrait être supprimée et l'accès au tarif d'achat proposé devrait être borné dans le temps* ». Interloqués, nous nous sommes interrogés sur ce glissement sémantique entre abaissement et bonification. La réalité est la suivante : lors de la fixation des « prix Cochet », la CRE s'est vue notifier, sous la forme d'une seconde saisine, un supplément de rémunération accordé aux 1 500 premiers MW installés, sans qu'il soit possible de préciser d'où émanait ce coup de pouce subreptice ! Ceci explique l'extrait (VI 1-4) de l'avis CRE, mal interprété jusqu'alors : « *Une première tranche de 1 500 MW bénéficie, en métropole continentale, d'un tarif plus favorable d'environ 7,5 €/MWh sur les années 6 à 15 du projet par rapport aux conditions décrites ci-dessus. La création de cette tranche, bénéficiant d'une bonification supplémentaire, est la principale modification apportée par le projet rectificatif reçu le 28 mai 2001* ».

Et depuis 2001, le SER n'a eu de cesse de centrer ses revendications (c'est une tête de chapitre de son site) sur ce point, à ses yeux essentiel. Jusqu'à satisfaction, pleine et entière. L'affaire est donc close.

Son rappel permet néanmoins de s'interroger sur le comportement de l'ADEME dans cette affaire. En tête de son article [6], B. Chabot terminait sa péroraison ainsi : « *Cette analyse [de la nouvelle tarification éolienne] est faite en fonction de la productivité des installations et porte sur les projets dont les demandes de contrats sont faites respectivement avant et après que la somme des contrats signés atteigne 1500 MW [...]. Les différences de rentabilité avant et après ce seuil sont très importantes et plaident pour un suivi fin et des adaptations éventuelles de ce système de tarification au vu des résultats réels qu'il aura engendré[s] lors de ses deux premières années d'application* ». Et ce fut la mise en place du suivi éolien (bien décrite dans le rapport IED).

Bizarrement, l'année même de la satisfaction de toutes ses revendications, le lobby éolien a suspendu la publication de son TBSP (Tableau de Bord de Suivi de la Production éolienne). Et, depuis 7 mois (fin mars 2006), le site www.suivi-eolien.com prévient qu'il « *n'est plus maintenu jusqu'à la fin de la procédure d'appel d'offres de l'ADEME pour la sélection du prestataire* ».

Après « *adaptation de ce système de tarification* », ledit TBSP sera-t-il jamais remis en activité ou les producteurs préféreront-ils garder leur informations confidentielles⁷⁰ ? En attendant, le flou dans les prédictions de facteur de charge perdure (cf. les chiffres éminemment variables utilisés par les uns et les autres).

⁶⁹ La qualification des conditions tarifaires Cochet de « *charge indue* » dans le rapport IED (au § 6.5.) ne doit rien à l'expression « *rentes indues* » utilisée par Mr Syrota. La convergence, fortuite, n'est pas surprenante puisque nous sommes arrivés, indépendamment, aux mêmes constats que les deux présidents de la CRE.

⁷⁰ Comme on peut le voir en **annexe 8**, les performances enregistrées ne sont pas celles qui étaient annoncées par le SER ou l'ADEME. Y-a-t-il un lien de causalité avec la remontée des seuils d'interpolation tarifaire (au bénéfice des sites peu productifs), observée dans la nouvelle tarification ?

Annexe 14

Principales références concernant les tarifs de l'éolien

(les références entre crochets sont celles listées dans le rapport IED de mai 2006 ou aux pages suivantes)

- [4c] **Avis de la Commission de Régulation de l'Electricité**, en date du **5 juin 2001**, sur l'arrêté fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations utilisant l'énergie mécanique du vent.
- [4c] « **Arrêté Cochet** » du **8 juin 2001** fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations utilisant l'énergie mécanique du vent telles que visées à l'article 2 (2°) du décret n° 2000-1196 du 6 décembre 2000 (publié au Journal Officiel numéro 243 du 22 juin 2001) ⁷¹. **Arrêté consolidé au 23 août 2005**. suite aux modifications induites par l'arrêté 2004-12-23 (JORF du 29 décembre 2004) et l'arrêté 2005-08-23 (JORF du 20 novembre 2005).
- [5b] **Communiqué de presse de la Commission de Régulation de l'Electricité**, diffusé en date du **22 juin 2001** : *La CRE a émis un avis négatif sur le tarif de reprise de l'électricité d'origine éolienne.*
- [45] « **Donner un nouveau souffle à l'éolien terrestre – Développement de l'éolien terrestre en France** », plaquette réalisée par « *The Boston Consulting Group* » pour le compte du **Syndicat des Energies Renouvelables (SER)**. **Juin 2004**.
- [147] **Relevé de conclusions** de la séance du jeudi **28 juillet 2005**, de la **Commission de Régulation de l'Energie** donnant son avis sur le choix des offres que le ministre délégué à l'industrie envisage de retenir au terme de l'appel d'offres pour des centrales éoliennes en mer (publié au Journal Officiel numéro 267 du **17 novembre 2005**, texte n° 110).
- [161] **Communiqué de presse du Ministère de l'Economie, des Finances et de l'Industrie**, en date du **14 septembre 2005** : *François Loos annonce le lancement du premier parc français d'éoliennes en mer.*
- [187] **Communiqué de presse du Ministère de l'Economie, des Finances et de l'Industrie**, en date du **8 décembre 2005** : *Eolien terrestre - François Loos annonce les résultats du premier appel d'offres : sept projets représentant une puissance cumulée de 278,35 MW.*
- [192] Avis, sur le choix des offres que le ministre délégué à l'industrie envisage de retenir au terme de l'appel d'offres pour des centrales éoliennes terrestres, de la **Commission de Régulation de l'Energie** (publié au Journal Officiel numéro 293 du **17 décembre 2005**, texte n° 101) : *La Commission de Régulation de l'Energie donne un avis favorable sur le choix envisagé par le ministre chargé de l'énergie qui respecte le classement qu'elle avait établi.*
- [192b] **Communiqué de presse du Syndicat des Energies Renouvelables**, en date du **12 décembre 2005** : *Les résultats de l'appel d'offres éolien terrestre montrent que l'avis [sic] de la Commission de Régulation de l'Energie sur les « rentes indues » du tarif éolien sont infondées [sic !].*
- [258] **Arrêté du 7 juillet 2006** relatif à la programmation pluriannuelle des investissements de production d'électricité (publié au Journal Officiel numéro 158 du **9 juillet 2006**) : « PPI 2015 ».
- [261] **Arrêté du 10 juillet 2006** fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations utilisant l'énergie mécanique du vent telles que visées à l'article 2 (2°) du décret n° 2000-1196 du 6 décembre 2000 (publié au Journal Officiel numéro 171 du **26 juillet 2006**, page 11131) : voir notre annexe 8 ci-avant.
- [253] **Avis de la Commission de Régulation de l'Electricité**, en date du **29 juin 2006**, sur le projet d'arrêté fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations utilisant l'énergie mécanique du vent (publié au Journal Officiel numéro 172 du **27 juillet 2006**).

⁷¹ Les publications du Journal Officiel de la République Française sont consultables sur www.legifrance.gouv.fr.

Références supplémentaires :
<http://www.sauvonsleclimat.org/fr/documents-pdf/suite%2014.pdf>